

UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS

FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA Y ELÉCTRICA



**METODOLOGIA DE ANALISIS Y DIAGNOSTICO PARA
EL ESTUDIO DE OPERATIVIDAD DE UN SISTEMA
ELECTRICO DE POTENCIA ANTE LA
RUPTURA DE ALGUN ENLACE ELECTRICO QUE LA
COMPONE**

EDUARDO MANUEL GUARDIA RAMIREZ.

Tesis para optar el Título de Ingeniero Electricista

PROMOCIÓN 2003 – II

Lima – Perú

2007

EDUARDO MANUEL GUARDIA RAMIREZ.

**METODOLOGIA DE ANALISIS Y DIAGNOSTICO PARA
EL ESTUDIO DE OPERATIVIDAD DE UN SISTEMA
ELECTRICO DE POTENCIA ANTE LA
RUPTURA DE ALGUN ENLACE ELECTRICO QUE LA
COMPONE**

*Tesis presentada a la Facultad de
Ingeniería Electrónica y Eléctrica de la
Universidad Nacional Mayor de San
Marcos para obtener el Título de
Ingeniero Electricista.*

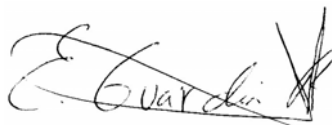
Área: Ing. Eléctrica.
Asesor: **Dr. Wilfredo Santiago
Sifuentes Rosales.**

Lima – Perú
2007

UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS
FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA Y ELÉCTRICA

**METODOLOGIA DE ANALISIS Y DIAGNOSTICO PARA
EL ESTUDIO DE OPERATIVIDAD DE UN SISTEMA
ELECTRICO DE POTENCIA ANTE LA
RUPTURA DE ALGUN ENLACE ELECTRICO QUE LA
COMPONE**

Realizado por:



Bach. Eduardo Manuel Guardia Ramirez.

Asesorado por:



Dr. Wilfredo Santiago Sifuentes Rosales.

*Para mis Padres Eduardo y Doris,
mi hermana Cynthia, mis
abuelitos Lucila - Cherre y Gloria – Manuel,
mi padrino Freddy y a quienes debo todo lo que soy
y pueda llegar a ser.*

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar a DIOS por abrirme las puertas para poder encontrar el mejor camino para mi crecimiento profesional y por la unión familiar que tenemos.

A mi asesor, el Dr. Wilfredo Sifuentes, por ser una persona dinámica y activa que gracias a su apoyo y sus sabios consejos pude organizar de manera notable mi tiempo, lo que me permitió culminar satisfactoriamente el trabajo de Tesis.

A los profesores de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos que impartieron sus conocimientos y supieron despertar en mí el interés por investigar acerca del comportamiento de los Sistemas Eléctricos de Potencia, haciendo mención especial al Ing. Victor Zenteno C, al Ing. Reynaldo Villanueva, al Ing. Flaviano Chamorro, al Ing. Manuel Casas y al Ing. Roberto Tamayo.

Y a todos aquellos profesionales que contribuyeron con sus aportes y conocimientos para la realización de esta Tesis; haciendo mención especial al Ing. José Zorrilla A, al Ing. Roberto Ramirez A. y al Ing. Ciro Alvarez.

Y finalmente a mis padres, hermana y familiares que con su apoyo incondicional han sabido darme las fuerzas necesarias para seguir adelante y poder cumplir con mis metas.

INDICE DE CONTENIDO

RESUMEN	xiii
ABSTRACT	xiv
Capítulo 1	1
INTRODUCCION	1
1.1 Objetivos del Trabajo de Tesis	3
1.2 Justificación.....	7
1.3 Herramienta Computacional.....	8
1.4 Antecedentes	8
Capítulo 2	12
ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA	12
2.1 Deficiencia en la Regulación de Tensión.	12
2.2 Problemas en la Sincronización.....	15
2.3 Problema de Resonancia.....	18
2.4 Problemas en Contingencias.....	19
2.5 Problemas de Oscilaciones de Potencia.....	22
2.6 Conclusiones	24
Capítulo 3	26
MODELAMIENTO Y ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS	
ELÉCTRICOS DE POTENCIA	26
3.1 Modelamiento de un Generador y su Sistema de Control.	26
3.1.1 Generador Síncrono.	26
3.1.2 Sistema de Excitación.	31
3.1.3 Estabilizadores de Sistemas de Potencia	38
3.1.4 Reguladores de Velocidad.....	38
3.2 Planteo de los Métodos para el Análisis de un Sistema Eléctrico de Potencia	39
3.2.1 Flujo de Potencia.....	40
3.2.2 Análisis de Contingencias	45
3.2.3 Energización y Sincronización en estado estacionario	47
3.2.4 Corto Circuito	50
3.2.5 Estabilidad Transitoria	56
3.2.6 Estabilidad Permanente	60
3.2.7 Respuesta en Frecuencia	63
Capítulo 4	67
DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA A IMPLEMENTAR	67
4.1 Planteo de la Metodología de Análisis y Diagnóstico.	67
4.1.1 Análisis de Flujo de Potencia.	70
4.1.2 Análisis de Contingencia en la Transmisión.	72
4.1.3 Análisis de la Energización y Verificación de la Sincronización en Estado Estacionario.	75
4.1.4 Análisis de Corto Circuito.....	78
4.1.5 Análisis de Estabilidad Transitoria.....	79
4.1.6 Análisis de Estabilidad Permanente.....	83
4.1.7 Análisis de Respuesta en Frecuencia.....	84

Capítulo 5	86
RESULTADOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA	
PLANTEADA	86
5.1 Modelamiento del Sistema	86
5.2 Descripción del caso para la implementación de la metodología	89
5.3 Análisis de Flujo de Potencia	92
5.4 Análisis de Contingencias en Estado Estacionario	97
5.5 Análisis de la Energización de L-2251/L-2252 y Verificación de la Sincronización en estado estacionario	101
5.6 Análisis de Cortocircuito	104
5.7 Análisis de la Estabilidad Transitoria	107
5.8 Análisis de la Estabilidad Permanente	116
5.9 Análisis de la Respuesta en Frecuencia	121
Capítulo 6	126
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	126
6.1 Aportes de la Tesis	128
REFERENCIA BIBLIOGRAFICA	130
APENDICE A	135
SISTEMAS DE EXCITACIÓN	135
A.1 Sistema de Excitación Tipo DC	136
A.2 Sistema de Excitación Tipo AC	137
A.3 Sistema de Excitación Tipo Estático ST	140
APENDICE B	142
ESTABILIZADORES DE POTENCIA	142
B.1 Estabilizador de Sistema de Potencia Tipo PSS1A	142
B.2 Estabilizador de Sistema de Potencia Tipo PSS2A	143
APENDICE C	145
REGULADORES DE VELOCIDAD	145
C.1 GAST2A	145
C.2 GASTWD	146
C.3 HYGOV	146
C.4 IEEEG3	147
C.5 TGOV5	147
C.6 WPIDHY	148
APENDICE D	149
ANÁLISIS MODAL	149
D.1 Puntos de equilibrio	150
D.2 Estabilidad de un Sistema Dinámico	150
D.3 Linealización	150
D.4 Estabilidad del Sistema Linealizado	152
APENDICE E	154
RESULTADOS GRÁFICOS	154
E.1 Figura 5e.1	154
E.2 Figura 5e.2	154
E.3 Figura 5e.3	155
E.4 Figura 5e.4	156
E.5 Figura 5e.5	156

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA ZONA DEL PROYECTO	9
FIGURA 1.2 DIAGRAMA UNIFILAR DEL ÁREA DEL PROYECTO	10
FIGURA 2.1 DIAGRAMA FASORIAL DE LA REGULACIÓN DE TENSIÓN	13
FIGURA 2.2 ESQUEMA GENERAL DE LA REGULACIÓN DE TENSIÓN	14
FIGURA 2.3 SEÑAL DE CORRIENTE CONTAMINADO POR ARMÓNICOS.....	15
FIGURA 2.4 TENSIONES VISTAS POR EL INTERRUPTOR DE POTENCIA	16
FIGURA 2.5 CONTROL DE LA TENSIÓN.....	16
FIGURA 2.6 DIAGRAMA UNIFILAR DEL ANILLO TM – AÑO 2001	17
FIGURA 2.7 TOPOLOGÍA DEL CASO DE RESONANCIA – AÑO 2001	19
FIGURA 2.8 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA CONTINGENCIA A)	21
FIGURA 2.9 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA CONTINGENCIA B)	22
FIGURA 3.1 MÁQUINA SÍNCRONA DE DOS POLOS.	27
FIGURA 3.2 INTERFASE MÁQUINA-SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	31
FIGURA 3.3 DIAGRAMA DE BLOQUES GENERAL PARA LOS SISTEMAS DE EXCITACIÓN.....	32
FIGURA 3.4 SISTEMA TÍPICO DE EXCITACIÓN DC.....	34
FIGURA 3.5 SISTEMA TÍPICO DE EXCITACIÓN AC.....	35
FIGURA 3.6 ALTERNADOR DE CAMPO CONTROLADO, ALIMENTANDO A RECTIFICADORES NO CONTROLADOS.	35
FIGURA 3.7 ALTERNADOR ALIMENTANDO A RECTIFICADORES CONTROLADOS	36
FIGURA 3.8 ESQUEMA TÍPICO DE UN SISTEMA DE EXCITACIÓN ESTÁTICA ST.....	37
FIGURA 3.9 DIAGRAMA DE FLUJO DEL MÉTODO ITERATIVO GAUSS SEIDEL.	42
FIGURA 3.10 DIAGRAMA UNIFILAR DE UN SISTEMA EN CONTINGENCIA.	46
FIGURA 3.11 ESQUEMA DE ENERGIZACIÓN	48
FIGURA 3.12 COMPONENTES SIMÉTRICAS	52
FIGURA 3.13 CONEXIONES ENTRE REDES DE SECUENCIA.....	52
FIGURA 3.14 COMPONENTE A.C Y D.C DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO	54
FIGURA 3.15 ILUSTRACIÓN DEL MÉTODO POR FUENTE EQUIVALENTE DE TENSIÓN.....	55
FIGURA 3.16 SISTEMA GENERADOR - BARRA INFINITA.	57
FIGURA 3.17 EXCURSIONES DE ANGULOS DEL ROTOR.	58
FIGURA 3.18 EFECTO DEL TORQUE SINCRONIZANTE (TS).....	62
FIGURA 3.19 EFECTO DEL TORQUE AMORTIGUANTE (TD).....	63
FIGURA 3.20 CASO RESONANCIA SERIE.	64
FIGURA 3.21 CASO RESONANCIA PARALELA.....	65
FIGURA 3.22 RESPUESTA TÍPICA DE RESONANCIA SERIE / PARALELA.....	66
FIGURA 4.1 ESQUEMA CONCEPTUAL DEL PRESENTE TRABAJO DE TESIS.....	69
FIGURA 5.1 DIAGRAMA UNIFILAR SINTETIZADO DEL SEIN	88

FIGURA 5.2 DIAGRAMA UNIFILAR DEL ÁREA DEL PROYECTO	89
FIGURA 5.3 DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA EN ESTUDIO OPERANDO CON “ANILLO TM” CERRADO	90
FIGURA 5.4 DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA EN ESTUDIO OPERANDO CON EL “ANILLO TM” ABIERTO.	92
FIGURA 5.5 DIAGRAMA DE BARRAS COMPARATIVAS DE LAS TENSIONES MÁXIMA DEMANDA ESTIAJE 2006.....	95
FIGURA 5.6 DIAGRAMA DE BARRAS COMPARATIVAS DE LA CARGABILIDAD DE LAS PRINCIPALES LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL AREA DEL PROYECTO – MÁXIMA DEMANDA ESTIAJE 2006	96
FIGURA 5.7 DIAGRAMA DE BARRAS COMPARATIVAS DE LAS TENSIONES EN BARRA L - 2254 F/S - MÁXIMA DEMANDA ESTIAJE 2006	99
FIGURA 5.8 DIAGRAMA DE BARRAS COMPARATIVAS DE LA CARGABILIDAD DE LAS PRINCIPALES LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL ÁREA DEL PROYECTO – L-2254 F/S MÁXIMA DEMANDA ESTIAJE 2006	100
FIGURA 5.9 DIAGRAMA DE BARRAS DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICA FRANCA MÁXIMA DEMANDA ESTIAJE 2006	105
FIGURA 5.10 DIAGRAMA DE BARRAS DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO MONOFÁSICA FRANCA MÁXIMA DEMANDA ESTIAJE 2006	105
FIGURA 5.11 DIAGRAMA DE BARRAS DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICA FRANCA MÍNIMA DEMANDA ESTIAJE 2006	106
FIGURA 5.12 DIAGRAMA DE BARRAS DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO MONOFÁSICA FRANCA MÍNIMA DEMANDA ESTIAJE 2006	107
FIGURA 5.13 ÁNGULOS ROTÓRICOS, TENSIONES Y FLUJO DE POTENCIA DE LOS PRINCIPALES GENERADORES, FALLA MONOFÁSICA FRANCA L-2254 “ANILLO TM” CERRADO - MÁXIMA DEMANDA ESTIAJE 2006	110
FIGURA 5.14 TENSIONES, FLUJO DE POTENCIA Y FRECUENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO FALLA MONOFÁSICA FRANCA L-2254 “ANILLO TM” CERRADO - MÁXIMA DEMANDA ESTIAJE 2006.....	112
FIGURA 5.15 ÁNGULOS ROTÓRICOS, TENSIONES Y FLUJO DE POTENCIA DE LOS PRINCIPALES GENERADORES FALLA MONOFÁSICA FRANCA L-2254 “ANILLO TM” ABIERTO - MÁXIMA DEMANDA ESTIAJE 2006	113
FIGURA 5.16 TENSIONES, FLUJO DE POTENCIA Y FRECUENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO FALLA MONOFÁSICA FRANCA L-2254 “ANILLO TM” ABIERTO - MÁXIMA DEMANDA ESTIAJE 2006.....	114
FIGURA 5.17 MODOS REPRESENTATIVOS L-2254 F/S – “ANILLO TM” CERRADO MÁXIMA DEMANDA ESTIAJE 2006.....	117
FIGURA 5.18 PARTICIPACIÓN DE GENERADORES L-2254 F/S – “ANILLO TM” CERRADO MÁXIMA DEMANDA ESTIAJE 2006	118

FIGURA 5.19 MODOS REPRESENTATIVOS L-2254 F/S – “ANILLO TM” ABIERTO MÁXIMA DEMANDA ESTIAJE 2006	119
FIGURA 5.20 PARTICIPACIÓN DE GENERADORES L-2254 F/S – “ANILLO TM” ABIERTO MÁXIMA DEMANDA ESTIAJE 2006	120
FIGURA 5.21 RESPUESTA EN FRECUENCIA EN “ANILLO TM” CERRADO MÁXIMA DEMANDA ESTIAJE 2006.....	121
FIGURA 5.22 RESPUESTA EN FRECUENCIA EN “ANILLO TM” CERRADO MÁXIMA DEMANDA ESTIAJE 2006.....	122
FIGURA A.1 DIAGRAMA DE BLOQUES GENERAL PARA LOS SISTEMAS DE EXCITACIÓN.....	135
FIGURA A.2 SISTEMA TÍPICO DE EXCITACIÓN DC.....	136
FIGURA A.3 DIAGRAMA DE BLOQUES DEL SISTEMA EXCITACIÓN TIPO DC1A.	136
FIGURA A.4 SISTEMA TÍPICO DE EXCITACIÓN AC.....	137
FIGURA A.5 ALTERNADOR DE CAMPO CONTROLADO, ALIMENTANDO A RECTIFICADORES NO CONTROLADOS.	138
FIGURA A.6 ALTERNADOR ALIMENTANDO A RECTIFICADORES CONTROLADOS.	138
FIGURA A.7 MODELO DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN TIPO AC1A.	139
FIGURA A.8 MODELO DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN TIPO AC4A.	140
FIGURA A.9 ESQUEMA TÍPICO DE UN SISTEMA DE EXCITACIÓN ESTÁTICA ST.	140
FIGURA A.10 MODELO DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN TIPO ST1A.	141
FIGURA B.1 MODELO DEL ESTABILIZADOR DE SISTEMA DE POTENCIA TIPO PSS1A.....	142
FIGURA B.2 MODELO DEL ESTABILIZADOR DE SISTEMA DE POTENCIA TIPO PSS2A.....	143
FIGURA C.1 MODELO GAST2A.	145
FIGURA C.2 MODELO GASTWD.	146
FIGURA C.3 MODELO HYGOV.	146
FIGURA C.4 MODELO IEEEG3.	147
FIGURA C.5 MODELO TGOV5.	147
FIGURA C.6 MODELO WPIDHY.....	148
FIGURA 5E.1 FLUJO DE POTENCIA, “ANILLO TM” CERRADO EN CONDICIONES NORMALES.....	154
FIGURA 5E.2 FLUJO DE POTENCIA, “ANILLO TM” ABIERTO EN CONDICIONES NORMALES.	155
FIGURA 5E.3 FLUJO DE POTENCIA, “ANILLO TM” CERRADO CON L-2254 FUERA DE SERVICIO.....	155
FIGURA 5E.4 FLUJO DE POTENCIA, “ANILLO TM” ABIERTO CON L-2254 FUERA DE SERVICIO.	156
FIGURA 5E.5 ENERGIZACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO DE L-2251/L-2252.	156

LISTA DE CUADROS

CUADRO N° 5.1	RESUMEN DE LAS TENSIONES EN LAS PRINCIPALES BARRAS MÁXIMA DEMANDA ESTIAJE 2006	94
CUADRO N° 5.2	RESUMEN DE LOS FLUJOS DE POTENCIA POR LAS PRINCIPALES LÍNEAS DE TRANSMISIÓN - MÁXIMA DEMANDA ESTIAJE 2006	95
CUADRO N° 5.3	RESUMEN DE LAS TENSIONES EN LAS PRINCIPALES BARRAS L-2254 F/S - MÁXIMA DEMANDA ESTIAJE 2006	98
CUADRO N° 5.4	RESUMEN DE LOS FLUJOS DE POTENCIA POR LAS PRINCIPALES LÍNEAS DE TRANSMISIÓN L-2254 F/S - MÁXIMA DEMANDA ESTIAJE 2006.....	99
CUADRO N° 5.5	RESUMEN DE LAS TENSIONES EN LAS PRINCIPALES BARRAS ENERGIZACIÓN L-2251/L-2252 - MÍNIMA DEMANDA ESTIAJE 2006	102
CUADRO N° 5.6	RESUMEN DE LOS FLUJOS DE POTENCIA POR LAS PRINCIPALES LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ENERGIZACIÓN L-2251/L-2252 - MÍNIMA DEMANDA ESTIAJE 2006 ..	103
CUADRO N° 5.7	COMPARACIÓN DE LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITOS EN LAS PRINCIPALES BARRAS MÁXIMA DEMANDA ESTIAJE 2006.....	104
CUADRO N° 5.8	COMPARACIÓN DE LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITOS EN LAS PRINCIPALES BARRAS MÍNIMA DEMANDA ESTIAJE 2006.....	106
CUADRO N° 5.9	RESUMEN DE RESULTADOS ESTABILIDAD TRANSITORIA.....	115
CUADRO N° 5.10	RESUMEN DE EIGENVALORES - “ANILLO TM” CERRADO MÁXIMA DEMANDA ESTIAJE 2006.....	117
CUADRO N° 5.11	RESUMEN DE EIGENVALORES - “ANILLO TM” CERRADO MÁXIMA DEMANDA ESTIAJE 2006.....	119

LISTA DE ABREVIATURAS Y SIGLAS

[Anillo TM]	Anillo Aguaytía - Tingo María –Vizcarra – Paragsha – Huanuco – Tingo María
[C.H]	Central Hidroeléctrica.
[C.T]	Central Termoeléctrica.
[L-2251/L2252]	Línea de Transmisión resultante en 220 kV Aguaytía – Tingo María - Vizcarra.
[L-2251]	Línea de Transmisión en 220 kV Aguaytía – Tingo María.
[L-2252]	Línea de Transmisión en 220 kV Tingo María – Vizcarra.
[L-2253]	Línea de Transmisión en 220 kV Vizcarra – Paramonga Nueva.
[L-2254]	Línea de Transmisión en 220 kV Vizcarra – Paragsha II.
[L-2255]	Línea de Transmisión en 220 kV Vizcarra – Antamina.
[L-2258]	Línea de Transmisión en 220 kV Paragsha II - Carhuamayo.
[L-2259]	Línea de Transmisión en 220 kV Oroya Nueva - Carhuamayo.
[L-224]	Línea de Transmisión en 220 kV Oroya Nueva - Pachachaca.
[L-2265]	Línea de Transmisión en 220 kV Carhuamayo - Yuncán.
[L-1120]	Línea de Transmisión en 138 kV Paragsha II - Huanuco.
[L-1121]	Línea de Transmisión en 138 kV Tingo María - Huanuco.
[L-1122]	Línea de Transmisión en 138 kV Aucayacu – Tingo María.
[L-1702]	Línea de Transmisión en 138 kV Caripa - Carhuamayo.
[L-1704]	Línea de Transmisión en 138 kV Paragsha I – Paragsha II.
[NTCSE]	Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos.
[SEIN]	Sistema Interconectado Nacional Peruano
[SVC]	Compensador Estático

RESUMEN

El presente trabajo muestra una metodología para evaluar la operatividad de un sistema eléctrico de potencia de manera ordenada, en especial para sistemas débilmente mallados y que presenten problemas asociados a la ruptura de algún enlace crítico. Este trabajo está principalmente dirigido a las personas que se inician en la especialidad de análisis de sistemas eléctricos de potencia. Para dicha evaluación se utiliza un conjunto de procedimientos para el análisis en estado estacionario y transitorio. En ese sentido, el trabajo denominado “Metodología de Análisis y Diagnostico para el Estudio de Operatividad de un Sistema Eléctrico de Potencia ante la Ruptura de algún Enlace Eléctrico que la Compone”, se distribuye en seis capítulos seguido de apéndices.

El primer capítulo presenta una breve descripción de la metodología desarrollada, mencionándose los objetivos que se deben buscar en cada uno de los diversos tipos de análisis que la conforman enfocándose principalmente en las características típicas de un sistema débilmente mallado. Adicionalmente se presenta una descripción de la zona del sistema eléctrico peruano donde la metodología es aplicada.

El segundo capítulo describe los problemas típicos que generalmente poseen los sistemas débilmente mallados, mostrando evidencias o antecedentes que sucedieron en el sistema eléctrico peruano.

En el tercer capítulo se realiza una descripción teórica sobre cada uno de los diversos tipos de análisis que componen la metodología que se plantea desde el punto de vista del análisis de un sistema eléctrico de potencia en estado estacionario como transitorio.

El cuarto capítulo detalla la metodología de análisis y diagnóstico que se desarrolla en el presente trabajo, mostrando la estructura de la composición que consta la implementación de esta metodología, donde se menciona los principales criterios técnicos para cada tipo de análisis, que sirven para evaluar y observar la operatividad de un sistema eléctrico de potencia en especial uno débilmente mallado.

El quinto capítulo muestra los resultados obtenidos al implementar la metodología al caso de estudio (“Anillo Tingo María”), resaltando los problemas típicos de un sistema débilmente mallado.

Finalmente, el sexto capítulo extrae las principales conclusiones como resultado de aplicar la metodología del presente trabajo.

ABSTRACT

The present work presents an ordered methodology to evaluate the operativity of a power electrical system, in special a weakly meshed network and the problems associated to the open of some critical link. This work mainly is directed to the people who begin to analyse an electrical network. For this evaluation, a set of procedures to the analysis in steady and transitory state are used. In that sense, the name of the work is "Methodology of Analysis and Diagnostic to the Study of Operativity of a Power Electrical System with the Rupture of some Electrical Link". The work is presented in six chapters plus the appendices.

First chapter presents a brief introduction about the typical characteristics of a weakly meshed network and a description of a particular zone of the Peruvian electrical system where the developed methodology is applied. After that, the main objective is described altogether with the specific types of analyses that conform the methodology.

Second chapter describes typical problems that generally occur in weakly meshed networks, showing particular evidences or antecedents that happened in the Peruvian network.

In chapter third a theoretical description is done with regard of each particular analysis that composes the methodology. The description is split in steady state and transitory state.

The methodology is present in chapter forth, showing the structure or sequence that the engineer should follow in order to evaluate and observe the operational characteristics of an electrical power system, especially weakly meshed network.

Chapter fifth shows the methodology applied to a study case ("Tingo Maria ring"), emphasizing the typical problems of a weakly meshed network.

Finally, in chapter sixth the main conclusions of the present work are given.

Capítulo 1

INTRODUCCION

Muchas veces surge la necesidad de elaborar estudios especiales en un sistema eléctrico de potencia, estudios que implican determinar la operatividad, la mejor configuración de operación o simplemente definir el procedimiento de maniobras que se debe seguir a fin de evitar situaciones de alto riesgo que puedan provocar el corte del suministro eléctrico. Este tipo de estudios es normalmente realizado por empresas que brindan servicios especializados que poseen el “know-how” suficiente –acumulada por los años de experiencia y herramientas de software adecuadas. Dicho conocimiento, la metodología y los procedimientos seguidos son muy poco difundidos, lo que obliga a los profesionales que se inician en dicha área a un lento proceso de aprendizaje. Producto de esta necesidad se presenta la siguiente Tesis, donde se pretende cerrar esta brecha de conocimientos, por lo que se propone desarrollar las secuencias lógicas y análisis que se deberían seguir con la finalidad de abarcar un estudio típico de operatividad de un sistema eléctrico de potencia en especial sistemas débilmente mallados. Para ello se planteará una secuencia de análisis eléctricos con la finalidad de evaluar los principales parámetros eléctricos representativos desde el punto de vista estacionario y transitorio.

La metodología que se plantea en este trabajo está formada por una serie de análisis desde el punto de vista técnico/eléctrico donde se muestre la necesidad de realizar simulaciones en estado estacionario tales como: Análisis de Flujo de Potencia, Análisis de Contingencias, Análisis de Energizaciones y Análisis de Corto Circuito. En estado transitorio el análisis es realizado mediante la simulación de fallas severas, tal como es reflejado en el Análisis de la Estabilidad Transitoria y el cálculo de los eigenvalores para el caso de pequeñas perturbaciones tal como el Análisis de la Estabilidad

Permanente. Adicionalmente con la finalidad de poder observar el comportamiento del sistema frente a la inyección de armónicos, se hará el análisis de la Respuesta en Frecuencia donde se mostrará la existencia de puntos de resonancia serie o paralelo de acuerdo a una determinada topología. Por otro lado se realizará de manera complementaria el análisis de las normas internacionales que rigen para casos específicos si las hubiesen.

La Metodología de Análisis y Diagnóstico que se propone en esta Tesis, es implementada y aplicada en una parte del sistema eléctrico peruano con la finalidad de evaluar y diagnosticar el estado del sistema en determinadas condiciones operativas, las cuales podrán ser aplicadas dentro de un sistema eléctrico de potencia con características similares.

Como caso de estudio, se propone analizar un sistema que cumpla con las condiciones de un sistema eléctrico débilmente mallado, donde se implementará la metodología propuesta utilizando una variedad de herramientas de análisis; con lo que se analizará los efectos que traería consigo la ruptura en un enlace considerado crítico en dicho sistema.

Los sistemas débilmente mallados se caracterizan por contar con una oferta en generación distante de las cargas a través de líneas de transmisión de grandes longitudes; pudiendo este sistema débil estar propenso a tener problemas en la regulación de tensión con una respuesta lenta al momento de reponerse a cualquier variación natural de la demanda o después de una falla.

En este proyecto de Tesis se mostrará los principales resultados al aplicar la metodología de análisis y diagnóstico para un sistema de prueba; con lo que no trata de encontrar de una forma exhaustiva la solución al problema existente en el Sistema Eléctrico Peruano; sino que busca brindar los conocimientos necesarios para poder analizar sin ningún inconveniente un sistema eléctrico de potencia.

1.1 Objetivos del Trabajo de Tesis.

Se logra diferenciar dos tipos de objetivos que se pretenden alcanzar mediante este trabajo, clasificándose como objetivo general y específicos.

- **Objetivo General**

- Mediante el análisis de una porción de un sistema real, que fue previamente calificada como un enlace débil, se propone establecer las pautas y/o la metodología que se debe seguir para realizar el análisis de la operatividad de un enlace débilmente mallado así como identificar los problemas asociados a su ruptura. Esta metodología debe dar como resultado el desarrollo de una serie de procedimientos para realizar el análisis sistemático de un sistema eléctrico de potencia real.

- **Objetivos Específicos**

- Implementar las pautas de análisis para observar puntualmente como debe ser analizado un sistema eléctrico de potencia en particular un sistema débilmente mallado.
- Desarrollar procedimientos a tener en cuenta durante la operación del sistema, para el caso de energizaciones de líneas y verificación de la semejanza fasorial de las tensiones de barra para la sincronización o cierre de anillo en estado estacionario.
- Establecer configuraciones críticas del caso analizado con la finalidad de poner en evidencia los problemas que podrían traer consigo la ruptura del enlace que conforma un sistema eléctrico de potencia débilmente mallado.

- Analizar, en el caso de estudio, los problemas de estabilidad transitoria y permanente, producto de fallas severas y a pequeñas perturbaciones (cálculo de eigenvalores) respectivamente.
- Evaluar el comportamiento del sistema eléctrico ante la presencia de armónicos.

Para efecto de alcanzar los objetivos específicos, se describe brevemente lo que se buscará hacer en cada uno de los estudios que conforman la metodología de análisis y diagnóstico que se plantea en este trabajo de Tesis:

Análisis de Flujo de Potencia

- Comparar los niveles de tensiones obtenidos durante la operación normal del sistema eléctrico de potencia débilmente mallado con el sistema asociado a su ruptura, con lo que se verificará que se mantengan las tensiones de operación dentro del rango permitido según la N.T.C.S.E. (0,95 pu – 1,05 pu).
- Buscar que las líneas de transmisión no se sobrecarguen durante la operación del sistema eléctrico de potencia débilmente mallado y buscar alcanzar este mismo objetivo con la operación asociado a su ruptura; esto con la finalidad de poder comparar los resultados obtenidos y extraer conclusiones.
- Permitir abastecer la demanda durante el día sin restricciones operativas en condiciones normales.

Análisis de Contingencias en Estado Estacionario

- Los estudios de contingencias se realizan bajo un conjunto definido y conocido de líneas de transmisión en las cuales se encuentran fuera de servicio producto de salidas por falla o simplemente por mantenimiento.

- Lograr que las líneas de transmisión no sobrepasen su capacidad nominal de transporte de potencia durante la operación del sistema eléctrico débilmente mallado al estar una de las principales líneas fuera de servicio, y buscar este mismo objetivo con la ruptura asociado al sistema eléctrico débilmente mallado.
- Establecer las restricciones operativas (en caso existiese) cuando el sistema eléctrico de potencia débilmente mallado se encuentre operando en la condición de anillo cerrado ó abierto y bajo la condición n-1, causado por la salida de alguna de las líneas de transmisión de la zona de estudio.

Análisis de Energización y Verificación de la Sincronización en Estado Estacionario

- Definir las líneas más críticas (generalmente la más larga) del caso de estudio, que será presentado más adelante, con la finalidad de realizar el análisis de energización en estado estacionario.
- Establecer las medidas necesarias para tratar de mantener la tensión en el extremo de la línea cercana a 1 en por unidad.
- Observar el efecto de la energización con la inyección de potencia reactiva proveniente de la línea energizada.
- Verificar la diferencia fasorial de las tensiones de los polos del interruptor donde se realizará la sincronización.

Análisis de Cortocircuito

- Simular fallas trifásicas y monofásicas en las principales barras del caso de estudio para la condición del sistema eléctrico débilmente mallado cerrado y abierto (asociado a su ruptura), y realizar la comparación de los resultados obtenidos con el propósito de identificar aquellas zonas que presenten reducción en la capacidad de regulación de tensión.

- Brindar las pautas para encontrar la menor corriente de cortocircuito utilizando el concepto de resistencia de falla.

Estabilidad Transitoria

- Definir un evento que permita realizar comparaciones para el caso en que el “Anillo TM” se encuentre cerrado y abierto, y determinar la fortaleza del sistema eléctrico en las dos condiciones antes mencionadas.
- Determinar y hacer la comparación mencionada de los máximos desplazamientos angulares que alcanzan los rotores de los principales generadores, al producirse el evento definido para el caso de estudio.
- Determinar y hacer la comparación mencionada de la excursión de las tensiones alcanzadas en el momento de producirse el evento que será aplicado al caso de estudio.
- Observar y realizar la comparación mencionada de la excursión de las potencias activas y reactivas alcanzadas por los principales generadores al producirse el evento.
- Observar y hacer la comparación mencionada de la excursión de las potencias activas alcanzadas por las principales líneas de transmisión.
- Observar y hacer la comparación mencionada de la cargabilidad de las líneas de transmisión y transformadores asociados al caso de estudio, para identificar sobrecargas.
- Observar y efectuar la comparación mencionada de la frecuencia en las principales barras del sistema para el evento aplicado al caso de estudio.

Estabilidad Permanente

- Identificar los modos críticos en el momento en que el sistema eléctrico débilmente mallado se encuentre bajo la condición de operación cerrado y abierto en algún punto de conexión que la compone durante la operación en contingencia.
- Determinar y observar el periodo de oscilación, la frecuencia de oscilación y el factor de amortiguamiento de los “modos” que intervienen en los casos simulados, con la finalidad de identificar la presencia de modos locales e inter-área asociados a determinadas condiciones operativas.

Respuesta en Frecuencia

- Identificar los puntos de resonancia serie y paralelo en un sistema eléctrico, en particular en uno débilmente mallado, para el caso en que el sistema se encuentre operando en la condición de anillo cerrado y abierto (ruptura de algún punto de conexión que la compone).
- Identificar el orden de los armónicos para el cuál la red propicia de un fácil camino para la presencia de resonancias.

1.2 Justificación

Este trabajo de Tesis amerita ser desarrollado por tener un impacto positivo en el aspecto técnico y social, brindando los conceptos técnicos necesarios para que el profesional que recién se inicia en temas relacionados a “Sistemas Eléctricos de Potencia”, pueda ampliar sus conocimientos en base a las pautas y secuencias de análisis que se propone en la metodología de esta Tesis, con la finalidad de poder contribuir al crecimiento profesional y sea capaz de desarrollar estudios que involucren el análisis de diversos problemas típicos en la operación de un sistema eléctrico.

1.3 Herramienta Computacional

Para la obtención de resultados se ha utilizado el software especializado en sistemas eléctricos de potencia DigSilent Power Factory v13.1., que permite realizar numerosos análisis en estado estacionario y transitorio.

1.4 Antecedentes

La elaboración de esta Tesis ha sido realizada con la inspiración de poder contribuir a la formación del profesional sin experiencia en temas relacionados al análisis de sistemas eléctricos de potencia, debido a que no existe una bibliografía ordenada y convenientemente agrupada que permita introducir los problemas típicos asociados a la operación de un sistema eléctrico y que tenga una metodología establecida para el análisis.

Para el desarrollo del presente trabajo de Tesis, se analizará como caso específico el “Anillo TM”, donde el enlace crítico asociado a su ruptura es el autotransformador 220/138/10 kV de la subestación Tingo María. Este enlace se ha considerado crítico, porque podría tener impacto en la operación de la Central Térmica Aguaytía y con su ausencia dejaría a esta central que está interconectada al SEIN, sólo mediante una línea resultante de 247 km. de longitud.

Esta subestación se encuentra localizada en la ciudad de Tingo María en la provincia de Leoncio Prado en el Departamento de Huanuco, en el área operativa “Sierra Centro” del SEIN (Figura 1.1).



Figura 1.1 Ubicación Geográfica de la Zona del Proyecto

El esquema de la Figura 1.2 muestra el diagrama unifilar del caso donde será implementada la metodología planteada para el análisis y diagnóstico de un sistema eléctrico de potencia débilmente mallado; donde se aprecia como está conformado del “Anillo TM” con un conjunto de líneas de transmisión, un reactor de 30 MVAR, el SVC en Vizcarra, transformadores y cargas asociadas a dicho anillo.

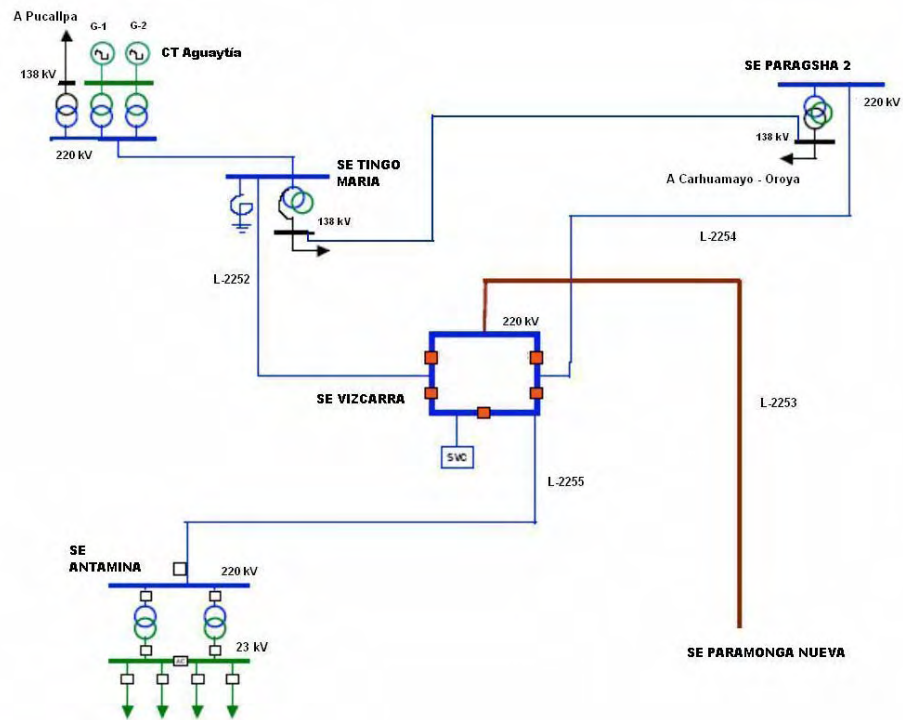


Figura 1.2 Diagrama Unifilar del Área del Proyecto

Al ser éste un sistema crítico, resulta de suma utilidad su utilización como caso de prueba en este proyecto de Tesis que permitirá presentar el análisis para cualquier otro estudio, a través de la implementación de la metodología de análisis y diagnóstico planteada, y establecer las mejores condiciones operativas para llevar al sistema hacia una operación adecuada; donde la metodología que se emplea en esta Tesis servirá de guía para próximos estudios similares, orientado a aquellos estudiantes y profesionales que recién empiezan a desenvolverse insertan a un ambiente laboral que requiere pautas de análisis de un sistema potencia.

Esta Tesis está compuesta de 6 capítulos. En el capítulo 1 se da una introducción general, se presenta el problema y se define el objetivo a tratar.

En el Capítulo 2 se presenta el problema de los sistemas débilmente mallados, mencionándose los problemas operativos que presentan, porque son llamados casos críticos, cuáles son los riesgos para la operación, porque necesitan ser analizados con detalle, qué los hacen diferentes de los sistemas fuertemente mallados y se menciona los antecedentes de estudios de sistemas débilmente mallados y se describe el caso de

estudio sobre el cual se aplicó la metodología aquí descrita. Además se hace una revisión de las propuestas existentes sobre metodologías para el análisis de otros Sistemas Eléctricos de Potencia.

En el Capítulo 3 se realiza la descripción teoría de cada uno de los tipos de análisis que compone la metodología de esta Tesis.

El Capítulo 4 trata en detalle como es implementada y desarrollada la metodología de análisis y diagnóstico planteada para el estudio de un sistema eléctrico de potencia, tomándose como caso de estudio un sistema débilmente mallado.

En el capítulo 5 se muestra los principales resultados que se obtienen producto de la implementación de la metodología de análisis y diagnóstico planteada en esta Tesis, referida al caso de estudio.

Por último, el Capítulo 6 muestra las principales conclusiones y recomendaciones de esta Tesis donde se hace mención los aportes y propuestas para futuros estudios.

Capítulo 2

ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA

Los sistemas débilmente mallados son característicos en países en vía de desarrollo con áreas territoriales extensas, que con el afán de interconectar zonas que operan de forma aislada y alejadas del sistema interconectado, provocan que la integración del sistema se torne en una configuración topológica caracterizada por redes de transmisión que cubren extensas áreas, predominantemente radiales y/o débilmente malladas.

Los sistemas débilmente mallados se caracterizan por presentar problemas durante su operación que pueden considerarse críticos, convirtiéndose en una situación constante y latente; evidenciándose sus problemas operativos principalmente en la regulación de tensión, producto de la variación natural de la demanda durante el día o por algún evento en el sistema. Otros problemas adicionales que surgen en un sistema débilmente mallado es la deficiencia de la capacidad de realizar el sincronismo, la presencia de oscilaciones de potencia pobremente amortiguadas y casos de resonancias.

2.1 Deficiencia en la Regulación de Tensión.

Los sistemas débilmente mallados cuentan con una pobre regulación de tensión, ocasionando variaciones pobremente controladas, debido que presentan impedancias equivalentes relativamente mayores asociados a su secuencia positiva; con lo que es la causa de la pérdida de la capacidad de regulación de la tensión. En la Figura 2.1, se muestra lo mencionado:

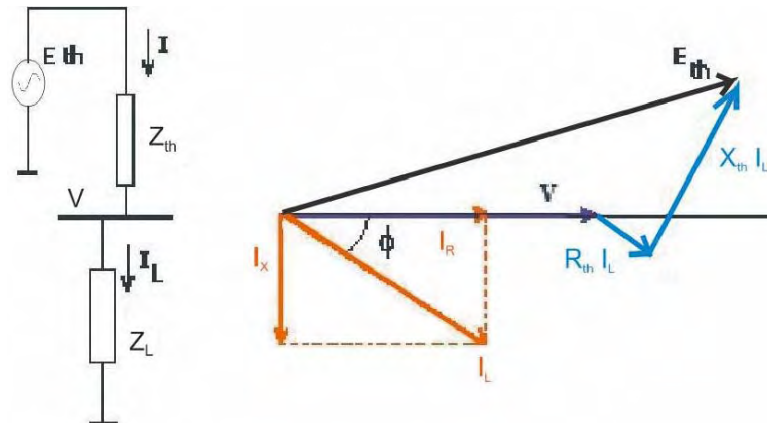


Figura 2.1 Diagrama Fasorial de la Regulación de Tensión

Observando la Figura 2.1, se deduce la siguiente relación:

$$\vec{V} = \vec{E}_{th} - \vec{I} * \vec{Z}_{th} \quad (2.1)$$

De la ecuación (2.1), se aprecia la dependencia que existe entre la tensión de recepción (V) y la Impedancia Thevenin de Secuencia Positiva (Z_{th}) en la regulación de la tensión del sistema. Dependiendo del tamaño que adopte Z_{th} , la tensión entre la barra de recepción (V) y envío (E_{th}) podrían verse distanciados uno de otro con una ligera variación de la demanda, haciendo que la regulación de tensión en estos sistemas débiles se conviertan en una situación difícil de controlar en la operación; siendo necesario recurrir al empleo de transformadores con control de tensión automático bajo carga hasta equipos con control automático de tensión como los SVC's y compensadores síncronos.

En ese sentido, si al presentarse problemas de regulación de tensión ocasionados por variaciones en la tensión de suministro de la red y además los transformadores de enlace no cuentan con cambiadores de tomas bajo carga, la regulación de la tensión de la red tiene que ser mantenida por los generadores cercanos, que automáticamente atrasan el factor de potencia causado por el incremento de su corriente de excitación [15]. Con esta medida los generadores inyectan la potencia reactiva necesaria, dependiendo además de sus límites operativos, para mantener el perfil de tensiones dentro del rango que especifica

la NTCSE (0,95 pu – 1,05 pu para el caso peruano). En la Figura 2.2, se aprecia el proceso de control de la tensión por medio de generadores.

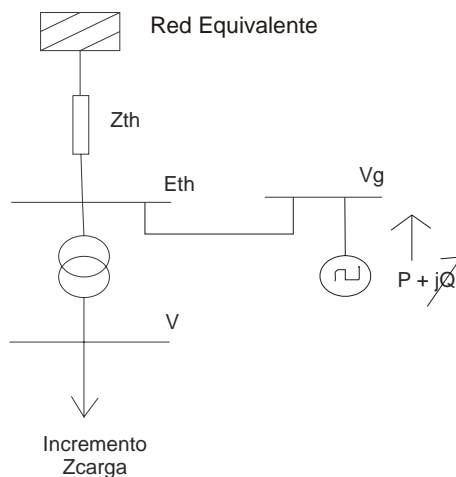


Figura 2.2 Esquema General de la Regulación de Tensión

Es vital poder contar con una buena calidad en el suministro de energía eléctrica a fin de evitar que los equipos eléctricos instalados (motores eléctricos de alguna planta industrial, equipos de computo y otras cargas sensibles a la fluctuación de la tensión) no se vean perjudicadas en su operación; ya que una mala calidad en las tensiones de suministro, podrían ocasionar la pérdida irreversible del equipo, con lo que se convierte en una situación crítica y onerosa para el sistema.

Pueden existir situaciones, dentro de un sistema débilmente mallado, en la cual existan cargas importantes de gran tamaño que dentro de su proceso industrial ocasionen grandes impactos en la calidad de la energía eléctrica del sistema como puede ser visto por ejemplo en la Figura 2.3. Se puede mencionar, para el caso del sistema eléctrico peruano, la carga Sider – Perú localizada en Chimbote que posee hornos de arco, los cuales ocasionan grandes disturbios en la red, producto de la introducción de armónicos que provocan fluctuaciones en la tensión debido al comportamiento aleatorio de dichos hornos de arco, haciendo que las pérdidas en el sistema se incrementen.

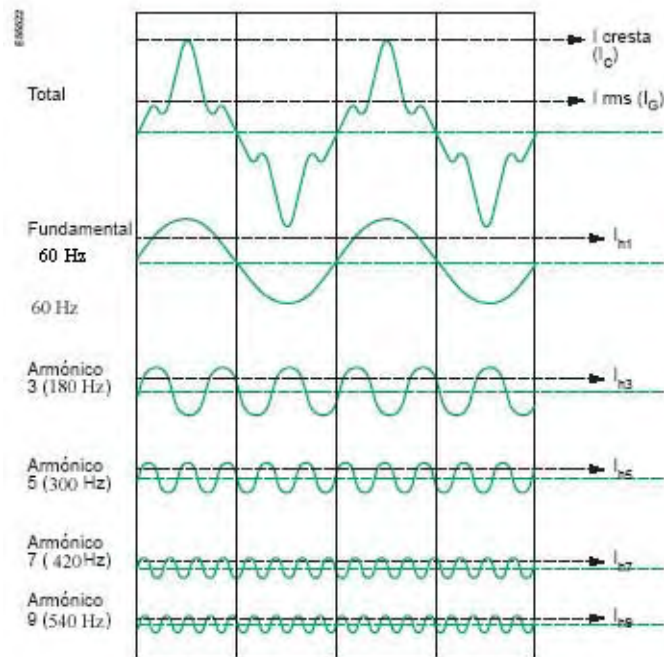


Figura 2.3 Señal de Corriente Contaminado por Armónicos

2.2 Problemas en la Sincronización.

El proceso de formación de anillos en niveles de 50 kV, 60 kV, 138 kV y 220 kV; a través de las interconexiones entre áreas operativas extensas, ha originado que se presenten diversos problemas al realizar las sincronizaciones [26].

En el proceso de restauración de un sistema eléctrico de potencia, luego de la pérdida de líneas entre áreas operativas, la sincronización juega un papel muy importante ya que una sincronización rápida podría evitar que las cargas sufran restricciones en el suministro de energía eléctrica, con lo que se eliminaría las compensaciones que podría traer consigo la falta de energía a cargas contratadas.

Las maniobras fallidas en la sincronización y cierre de anillos, es un tema delicado que se presenta frecuentemente en los sistemas débiles, debido a la presencia de enlaces muy largos y gran impedancia; con lo que el parámetro de mayor importancia a controlar para realizar el sincronismo debería ser la diferencia angular que existe entre los polos del interruptor donde se efectuará la maniobra (Ver Figura 2.4).

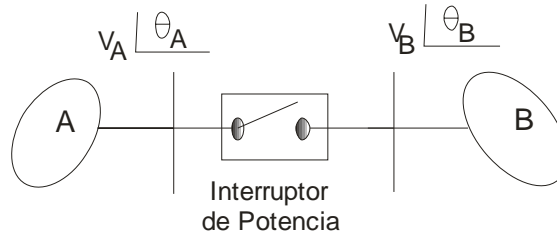


Figura 2.4 Tensiones vistas por el Interruptor de Potencia

Para el caso que entre áreas operativas se logre obtener la igualdad en frecuencia y conseguir una misma magnitud de tensión, puede presentarse una gran diferencia angular que dificulte realizar la sincronización o el cierre de un anillo. Para poder mitigar este problema se deben controlar los ángulos de las tensiones en las diferentes barras del sistema, siendo una de las maneras mediante la operación misma de los generadores que hacen variar su potencia activa, permitiendo controlar dichos ángulos hasta conseguir la semejanza angular y permitir así la sincronización [26]. En la Figura 2.5, se explica la dependencia de la magnitud y ángulo de la tensión con la potencia reactiva y activa, respectivamente.

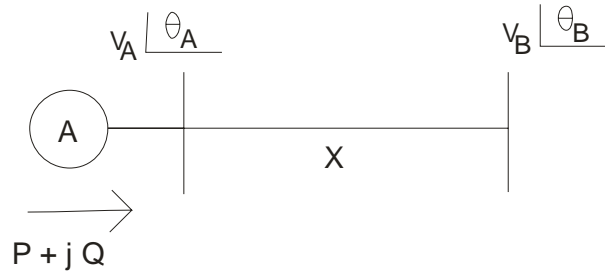


Figura 2.5 Control de la Tensión

El ángulo de la tensión varía directamente con el cambio de la potencia activa (P) inyectada en la barra de envío (A), explicándose esta dependencia con la ecuación (2.2), donde se puede considerar constantes "X", " V_A ", " V_B " y " θ_A " (barra referencia). En ese sentido, al disminuir la potencia activa (P) el ángulo θ_B tenderá a igualarse a " θ_A "; permitiendo de esta manera poder controlar el ángulo de la tensión.

$$\theta_B = \theta_A - \text{Sen}^{-1} \left(\frac{PX}{V_A V_B} \right) \quad (2.2)$$

Por otro lado, la magnitud de la tensión depende directamente de la potencia reactiva (Q) inyectada en la barra de envío (A), donde la ecuación (2.3), muestra la dependencia entre ambas, donde se puede considerar que “ X ” y “ $(\theta_A - \theta_B)$ ” sean constantes (sin variación de potencia activa). Por lo tanto al incrementar “ Q ” las tensiones “ V_A ” y “ V_B ” incrementan.

$$Q = \frac{V_A V_B}{X} \cos(\theta_A - \theta_B) - \frac{V_B^2}{X} \quad (2.3)$$

Un antecedente donde se presentó el problema de sincronización en un sistema débilmente mallado, fue el 23 de diciembre del 2001 a las 10:54:55 horas, en el anillo de Tingo María durante el mantenimiento de la línea en 220 kV Vizcarra – Paramonga Nueva (L- 2253); cuando aún no existía la línea en 220 kV Vizcarra – Paragsha (L-2254), como se muestra la Figura 2.6 [26].

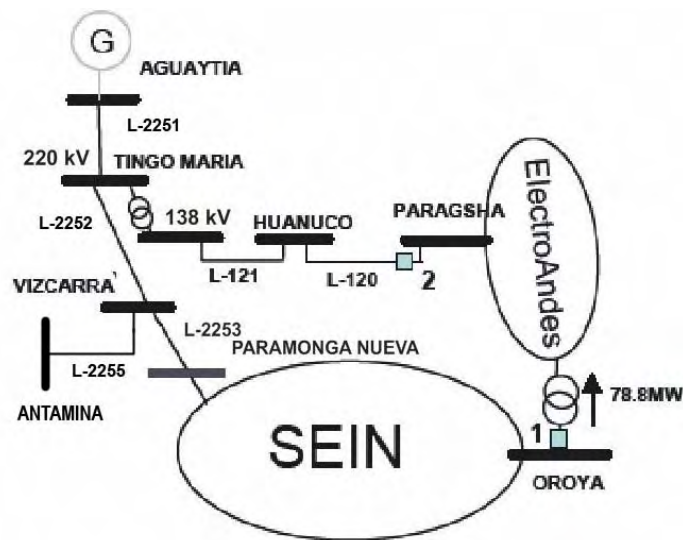


Figura 2.6 Diagrama Unifilar del Anillo TM – Año 2001

El evento fue iniciado por la desconexión del interruptor del lado 138 kV del autotransformador de 220/138 kV y 50 MVA ubicado en la S.E. Tingo María, debido a la actuación de la protección de sobretensión, que trajo consigo que el área Aguaytía quede operando aislado del sistema con la carga de Antamina, debido que la línea L-2253 se encontraba en mantenimiento. El problema de

sincronismo ocurrió en el intento de cierre de dicho interruptor, donde no fue verificada las condiciones para realizar el sincronismo, con lo cuál se provocó un fuerte disturbio manifestándose como una oscilación de potencia de 1,5 segundos de duración, que terminó con la desconexión de la C.T. Aguaytía al perder el sincronismo; quedando los suministros de esta área operativa conectados al sistema. Este acontecimiento se produjo a causa de que el equipo automático de sincronización dejó pasar la señal de cierre al interruptor, al encontrarse con ajustes inadecuados debido a que en ese punto nunca se habían realizado maniobras de sincronización [26].

Como medida preventiva se debe realizar estudios de sensibilidad para conocer la influencia del cambio en el despacho de generación con la variación del ángulo para realizar la sincronización entre Áreas Operativas [26].

2.3 Problema de Resonancia.

En los sistemas débilmente mallados pueden presentarse problemas de resonancia, debido a que poseen enlaces de gran longitud; lo que hace que el efecto capacitivo producida por las líneas de transmisión se incremente, pudiendo ser causa de la activación de algún tipo de resonancia a una frecuencia determinada.

En el Sistema Eléctrico Interconectado Peruano hubo evidencias de la presencia de Resonancia a Frecuencia Industrial (60 Hz), en una configuración topológica del año 2001 (Ver Figura 2.7)¹. Este fenómeno se presentó el 23 de diciembre del 2001 a las 10:23 horas en el área del sistema llamado “Anillo de Tingo María”; al quedar en una configuración muy radial con líneas de 220 kV descargadas, por alimentar una pequeña carga (18 MW), donde la línea Vizcarra-Paramonga y el SVC de la S.E. Vizcarra (+90/-45 MVar) estaban en mantenimiento [8].

¹ En diciembre del 2001, donde ocurrió el fenómeno de resonancia, aún no estaba construida la línea de transmisión en 220 kV Vizcarra – Paragsha.

En la referencia [8] se detalla una evaluación con la condición mencionada para la topología del año 2001; donde se evidenció el problema de resonancia a 60 Hz para el caso de condición de mínima carga y la LT 220 kV Vizcarra – Paramonga Nueva (L-2253) fuera de servicio.

Como conclusión; se plantea como medida preventiva, antes de ejecutar alguna maniobra de sincronización, realizar estudios de tal forma que busquen propuestas técnicas para que garanticen la ejecución de maniobras y poder permitir el sincronismo.

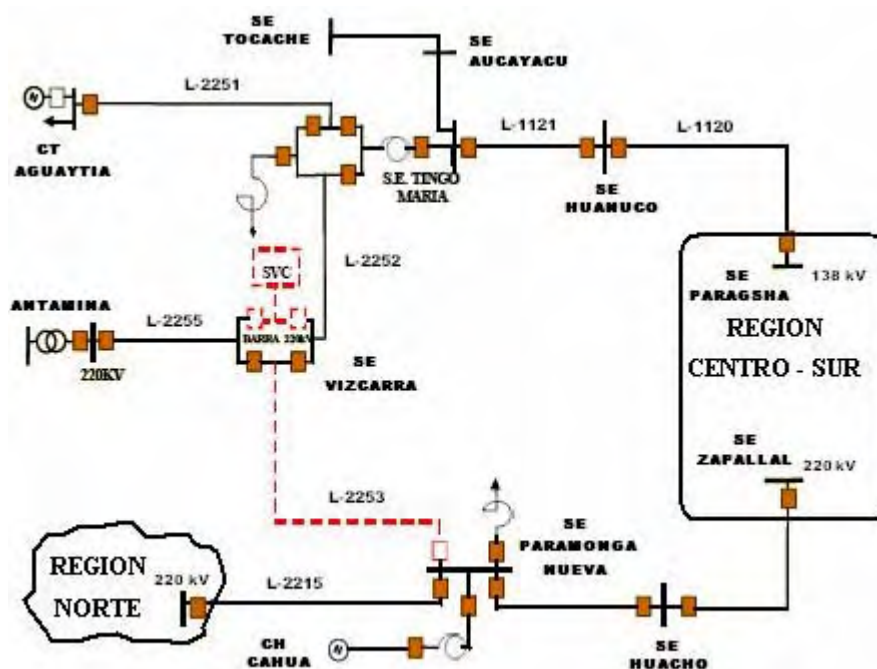


Figura 2.7 Topología del Caso de Resonancia – Año 2001

2.4 Problemas en Contingencias.

Para cualquier caso de estudio donde se desea analizar las consecuencias producto de algunas contingencias, es de suma importancia como primer paso trata de identificar la mayor cantidad de contingencias posibles, y de acuerdo a la experiencia seleccionar las más críticas para luego analizarlas a profundidad. Los resultados obtenidos de las simulaciones permiten detectar sobrecargas de elementos, inclusive aquellos que están a punto de sobrecargarse; lo que resulta

vital para la operación misma del sistema, ya que permite anticipar los efectos que se pueden desencadenar a partir de una contingencia [33].

El subsistema operativo Aguaytía, Pucallpa y el “Anillo TM”, presentan dos condiciones que son considerados críticos debido a que un evento ocurrido podría causar otro, con lo que podría provocar la desmembración de una parte del sistema. Los elementos críticos del sistema Aguaytía y “Anillo TM”, se mencionan a continuación [33]:

- a) La Línea de 220 kV Paramonga Nueva - Vizcarra (L-2253) con las líneas de 220 kV L-2259/L-2258/L-2254² de ISA Perú fuera de servicio.

Al desconectar la línea L-2253 y estando la línea L-2254 fuera de servicio, desconectan por lógica de protección (DTT) la línea L-2252 y con esta nueva configuración, de producirse una sobrecarga de 135% en el autotransformador de Tingo María, desconectará la línea L-2251, y esto a su vez provoca la desconexión de la CT Aguaytía, produciéndose la restricción de suministro total de la carga minera de Antamina.

Al estar en servicio las líneas 220 kV L-2259/L-2258/L-2254 (Oroya Nueva – Carhuamayo – Paragsha 2– Vizcarra) junto con el transformador 220/138 kV de 120 MVA de Paragsha 2, la línea L-2253 deja de ser crítica, dado que con las líneas de ISA Perú en servicio la lógica de protección no desconecta las líneas L-2252 y L-2251.

La Figura 2.8, muestra el diagrama unifilar del sistema donde se pueden identificar las líneas de transmisión involucradas para esta contingencia.

² [L-2254] Línea de Transmisión en 220 kV Vizcarra – Paragsha II.
[L-2258] Línea de Transmisión en 220 kV Paragsha II - Carhuamayo.
[L-2259] Línea de Transmisión en 220 kV Oroya Nueva - Carhuamayo.

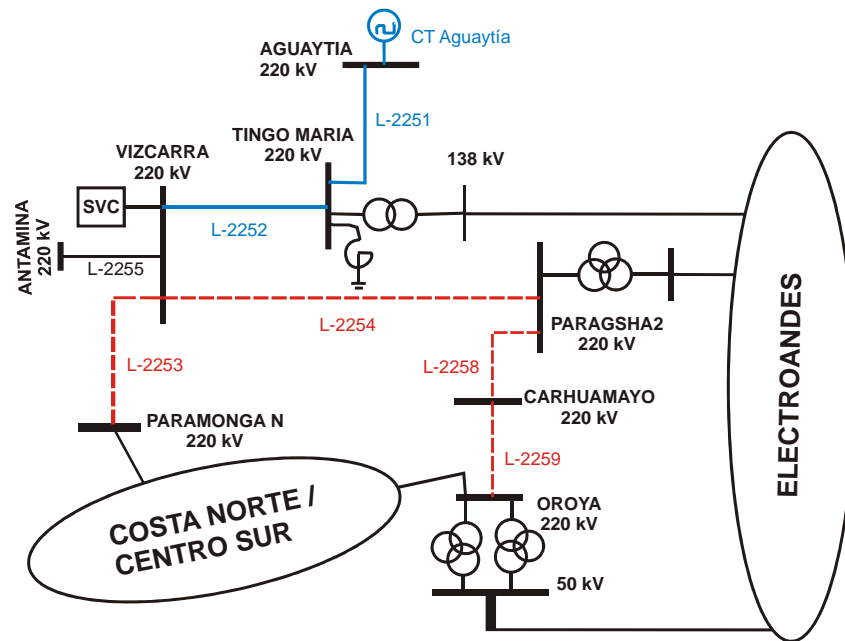


Figura 2.8 Diagrama Unifilar de la Contingencia a)

- b) Línea 220 kV Tingo María – Vizcarra (L-2252) con la nueva línea en 220 kV de ISA Perú.

Al desconectar la línea L-2252 hay disparo transferido a la línea L-2251 siempre y cuando se presente una sobrecarga $3\emptyset$ de 135% en el autotransformador de SE. Tingo María. lo cual provoca la salida de la central térmica de Aguaytía. Esto daría lugar a que la carga de Antamina permanezca en servicio alimentada por las líneas 220 kV L-2253 (Paramonga – Vizcarra) y L-2254 (Paragsha – Vizcarra), con lo que podrá tener un efecto no favorable en el sistema.

La Figura 2.9, muestra el diagrama unifilar del sistema donde se pueden apreciar las líneas de transmisión involucradas para esta contingencia.

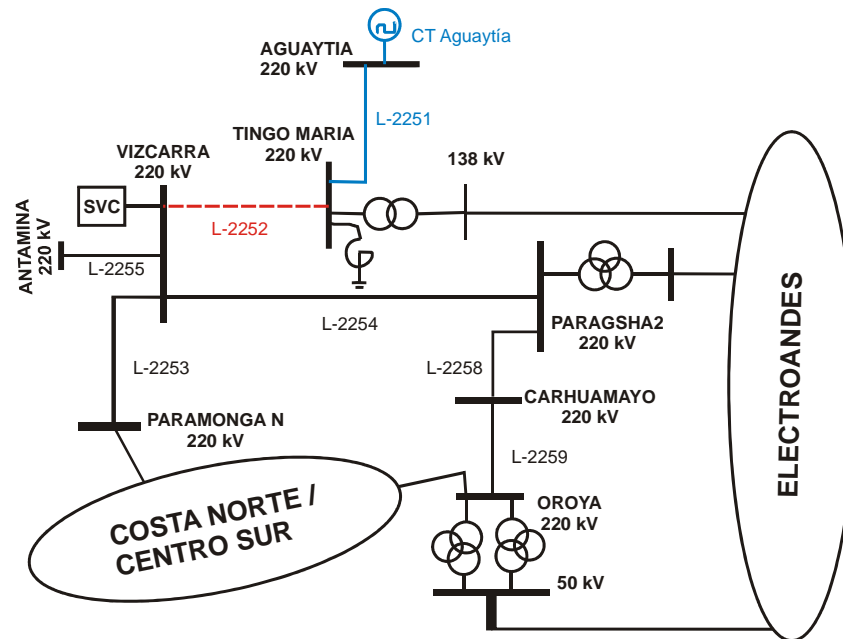


Figura 2.9 Diagrama Unifilar de la Contingencia b)

2.5 Problemas de Oscilaciones de Potencia.

En los sistemas de potencia, incluido áreas operativas débilmente mallados, se pueden presentar problemas de oscilaciones de potencia como consecuencia de cierto estado operativo que propicia la activación de este fenómeno. Estos fenómenos pueden ocasionar la pérdida de estabilidad del sistema sin la necesidad que ocurran fallas. Muchas veces las oscilaciones de potencia son ocasionadas por insuficiente amortiguamiento, así también al sobrepasar los límites máximos de transferencias de potencia en la transmisión [6].

En el sistema peruano este fenómeno ocurrió el 04 de mayo del 2007 a las 11:20 h, donde se presentó oscilaciones de potencia en las Centrales Hidroeléctricas Yuncán, Yaupi, Ventanilla, Ilo1 e Ilo2. A las 11:26 h se coordinó disminuir la generación de las Centrales Hidroeléctricas Yuncán y Yaupi a 120 MW y 100 MW respectivamente con lo que se alivió las oscilaciones. En el momento que ocurrieron las oscilaciones de potencia, la línea L-2254 (Paragsha II - Vizcarra) de 220 kV se encontraba fuera de servicio por mantenimiento programado [52].

El 17 de enero del año 2003, a las 17:01 horas, también se presentó oscilaciones de potencia; donde ocurrió una falla en la línea de 220 kV Vizcarra – Tingo María (L-2252), y como consecuencia de esta falla, desconectó la línea de 138kV Tingo María – Huánuco (L-1121). El primer fenómeno, ocurrió con una falla monofásica en la fase “R” de la línea L-2252, la cual envió disparo a dicha fase e inició el ciclo de recierre. Luego de 41 ms en la S.E. Vizcarra, se produjo un disparo trifásico que desconectó completamente la línea, abriendo el llamado: “Anillo TM” y quedando el área de Aguaytía en configuración radial. En esta condición, se originó inicialmente una oscilación de potencia, que fue observada por la protección de distancia de la línea L-1121 en la S.E. Tingo María, como una impedancia que se aproximó a la banda de oscilación de potencia del relé. El segundo fenómeno, se produjo al efectuarse el recierre trifásico de la línea L-2252 en la S.E. Vizcarra; el cual volvió a cerrar el “Anillo de Tingo María” y originó un cambio del flujo potencia en la línea L-1121, provocando una variación en la impedancia observada por el relé de distancia de esta línea en la S.E. Tingo María. Luego del recierre continuó la oscilación de potencia a través de la línea L-1121 durante 256 ms, periodo en el cual, el vector impedancia logró ingresar a la zona de bloqueo de oscilación de potencia del relé de distancia, activando la función de bloqueo por oscilación de potencia inhibiendo el disparo. El tercer fenómeno, ocurrió con la desconexión de la línea L-2252 en forma definitiva en la S.E. Tingo María, al observar la protección de distancia el recierre como una impedancia de falla que entró en la zona 1 muy rápidamente, debido a las condiciones dinámicas de oscilación del área operativa Aguaytía. La desconexión de la línea L-2252 provocó a su vez un cambio brusco en el vector impedancia, que fue observado por el relé de distancia de la L-1121 en la S.E. Tingo María, cuando esta impedancia se encontraba dentro de la zona de bloqueo de oscilación de potencia. Este cambio brusco de impedancia, fue interpretado por el relé de distancia como una falla trifásica, por lo que procedió a desbloquear el disparo del relé y desconectó línea L-1121 [13].

2.6 Conclusiones

Estas últimas descripciones acontecidas en un sistema eléctrico débilmente mallado: déficit en la regulación de tensión [15], problemas de resonancia [8], problemas en la sincronización [26], problemas en contingencias [33] y problemas de oscilaciones de potencia; explican porqué estos sistemas son considerados sistemas críticos, ya que se vuelven riesgosos en la operación pudiéndose ver comprometido el usuario y hasta poner en riesgo la operación de equipos asociados que podrían dejar algunas zonas en “black out”³ y traer consigo grandes pérdidas económicas.

Todo lo anterior provoca casi de manera natural que para un sistema débilmente mallado se deba realizar un análisis eléctrico integral del mismo con la finalidad de anticipar situaciones que puedan ser muy riesgosas en caso de presentarse.

Adicionalmente se ha observado que en la literatura técnica no existe una propuesta integral de la forma como deben ser estudiados o analizados este tipo de sistemas débilmente mallados, siendo muchas de ellas netamente académica. Comúnmente, los estudios realizados por empresas especializadas no son accesibles al público en general, resultando una situación desfavorable para el profesional que recién se adentra en esta área de la ingeniería eléctrica; que no cuenta con las facilidades o no está a su alcance las metodologías de análisis que le servirán para poder interpretar y conocer el comportamiento de un sistema eléctrico de potencia que es muy importante para el desarrollo de un país como el nuestro que está en vías de desarrollo. También se ha visto que muchas veces existe la información de numerosos tipos de estudios pero que se encuentran dispersos en diversas instituciones, sin estar consolidado en un solo documento que facilite la búsqueda y el entendimiento integral.

La realidad previamente expuesta fue la motivación que dio origen a esta Tesis, buscando integrar los conocimientos básicos desarrollando la metodología que se puede seguir para poder interpretar con objetividad los problemas frecuentes

en un sistema eléctrico de potencia, pretendiéndose que este trabajo de Tesis esté al libre acceso de todos aquellos interesados.

³ Cargas no abastecidas de energía eléctrica de manera intempestiva, comúnmente denominado “apagón”

Capítulo 3

MODELAMIENTO Y ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

En este capítulo se presenta de manera concisa el modelamiento de los componentes relevantes de un sistema eléctrico de potencia desde el punto de vista de la necesidad del problema que se pretende resolver, definiendo con conceptos claros los diferentes tipos análisis en estado estacionario y transitorio que son desarrollados en este trabajo. Adicionalmente se presentan los algoritmos básicos que son implementados en las herramientas informáticas de simulación y análisis eléctrico presentes en el mercado.

3.1 Modelamiento de un Generador y su Sistema de Control.

Antes de proceder a describir la teoría de cada uno de los diferentes tipos de análisis que forman parte de la metodología planteada, se realiza el modelamiento de los principales elementos que componen una red eléctrica típica que están directamente relacionados con el objetivo de la presente Tesis.

3.1.1 Generador Síncrono.

Los generadores son los elementos más importantes que componen un sistema eléctrico de potencia, ya que de no existir o simplemente de no ser posible su operación traería consigo racionamiento de energía, quedando cargas no abastecidas y esto podría traer consigo grandes pérdidas económicas que perjudicarían en general a empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras.

En ese sentido, debido a la importancia del generador síncrono en la operación de un sistema eléctrico de potencia, se empezará por modelarlo según las referencias [17] y [18]. Las máquinas síncronas pueden ser de dos tipos: máquinas de polos lisos (rotor cilíndrico) y máquinas de polos salientes. Una máquina síncrona está constituida por un elemento giratorio denominado rotor, localizado dentro del estator (elemento fijo). Al aplicar corriente continua al bobinado del rotor (campo) induce una tensión sinusoidal en el bobinado del estator. La frecuencia de la tensión es determinada por la velocidad angular y por el número de polos magnéticos del rotor. Además la máquina síncrona puede poseer también un devanado de amortiguamiento, con lo cual se mejora las características de estabilidad (amortiguamiento a las oscilaciones durante un proceso transitorio) y mantiene la operación más segura en condiciones de sobrecarga asimétrica.

El modelamiento de la máquina síncrona es representada utilizando como referencia giratoria el rotor. Con esto la corriente de armadura y las tensiones son transformadas en dos ejes ortogonales variables, uno alineado con el eje magnético del arrollamiento de campo, conocido como eje directo (eje d), y un segundo eje a 90° eléctricos atrasado respecto del arrollamiento de campo. Este segundo eje es conocido como eje en cuadratura (eje q). Lo descrito anteriormente se puede observar en la Figura 3.1.

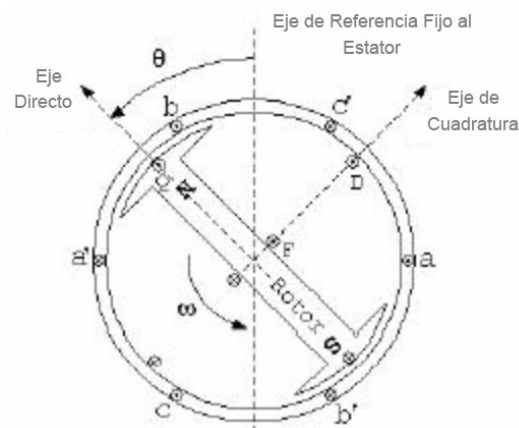


Figura 3.1 Máquina Síncrona de dos Polos [17].

Esta transformación de variables es conocido como transformada de Park [17] y [35]. La transformada de Park puede ser escrita por la ecuación (3.1).

$$\begin{bmatrix} i_o \\ i_d \\ i_q \end{bmatrix} = P \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Donde la matriz P queda definida por la ecuación (3.2).

$$P = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\Pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\Pi}{3}\right) \\ \sin(\theta) & \sin\left(\theta - \frac{2\Pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\Pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

La máquina síncrona puede estar representada con los siguientes modelos [17]:
Modelo de dos Ejes, Modelo de un Eje y Modelo Clásico.

3.1.1.1 Modelo Clásico.

El modelo Clásico de la máquina síncrona esta representada con las siguientes ecuaciones:

$$\dot{w}_e = \frac{w_o}{2H} \left[P_m - \frac{E'V_t}{x'_d} \text{sen}(\delta - \theta) \right] \quad (3.3)$$

$$\dot{\delta} = w_e \quad (3.4)$$

$$V_t = E' - rI_t + x'_d I_t \quad (3.5)$$

Donde:

Vt : Tensión Terminal.

It : Corriente Terminal.

E' : Tensión Interna.

r : Resistencia de Armadura.

x'_d : Reactancia Transitoria.

El modelo clásico, para representar un generador síncrono, es generalmente usado cuando se desea modelar de manera rápida y sencilla un sistema eléctrico de potencia; siendo de mucha utilidad en la representación simplificada de una parte de un sistema eléctrico con sus elementos que la componen (generadores, transformadores, líneas de transmisión, cargas, etc); y es usado muy a menudo en estudios de largo plazo. Para este modelo no es necesario conocer el sistema de control del generador síncrono (Reguladores de Tensión, Reguladores de Velocidad y Estabilizadores de Potencia), solo es necesario conocer la tensión de operación y la impedancia equivalente vista desde la barra que se desea representar. Puede usarse para analizar el flujo de potencia, cortocircuito, estabilidad transitoria, estabilidad permanente y respuesta en frecuencia para ver de manera referencial el comportamiento de un sistema eléctrico en una área específica.

3.1.1.2 Modelo de Un Eje

El modelo de Un Eje de la máquina síncrona esta representada con las siguientes ecuaciones:

$$\dot{\delta} = w_e \quad (3.6)$$

$$\dot{w}_e = \frac{w_o}{2H} \left[P_m - E'_q I_q - (x'_d - x'_q) I_d I_q - \frac{D}{w_o} w_e \right] \quad (3.7)$$

$$E'_q = \frac{1}{T'_{do}} [E_{fd} - E'_q + (x_d - x'_d) I_d] \quad (3.8)$$

$$V_q = E'_q - r I_q + x'_d I_d \quad (3.9)$$

$$V_d = -r I_d - x'_q I_q \quad (3.10)$$

Este modelo, comparado con el modelo clásico, representa con un grado mayor el comportamiento transitorio del generador síncrono; permitiendo analizar en un sistema de potencia: el flujo de potencia, cortocircuito, estabilidad transitoria, estabilidad permanente y respuesta en frecuencia.

3.1.1.3 Modelo Transitorio en ambos Ejes (d,q)

El modelo de Dos Ejes de la máquina síncrona esta representada con las siguientes ecuaciones:

$$\delta = w_e \quad (3.11)$$

$$\dot{w}_e = \frac{w_o}{2H} \left[P_m - E'_q I_q - E'_d I_d - (x_d - x'_q) I_d I_q - \frac{D}{w_o} w_m \right] \quad (3.12)$$

$$\dot{E}'_q = \frac{1}{T'_{do}} [E_{fd} - E'_q + (x_d - x'_d) I_d] \quad (3.13)$$

$$\dot{E}'_d = \frac{-1}{T'_{qo}} [E'_d + (x_q - x'_q) I_q] \quad (3.14)$$

$$V_q = E'_q - r I_q + x'_d I_d \quad (3.15)$$

$$V_d = E'_d - r I_d + x'_q I_q \quad (3.16)$$

El modelo transitorio de ambos ejes (d,q) representa con mejor exactitud el comportamiento transitorio del generador síncrono; lo que es posible realizar también el análisis de flujo de potencia, cortocircuito, estabilidad transitoria, estabilidad permanente y respuesta en frecuencia. Es conveniente mencionar que la representación del generador síncrono con el modelo transitorio de ambos ejes (d,q) es más completo que el modelo clásico y el modelo de un eje.

Definida las representaciones de un generador síncrono, se describe el modelamiento de su sistema de control; señalando que no es aplicable para el modelo clásico. En ese sentido, todo generador síncrono debe poseer un sistema de control que permita que la unidad síncrona pueda soportar eventos en el sistema; estos dispositivos son llamados: Sistemas de Excitación, Reguladores de Velocidad y Estabilizadores de Potencia [6] [17] [19] [20] y [21].

El diagrama de la interfase Máquina-Sistema Eléctrico de Potencia se muestra en la Figura 3.2.

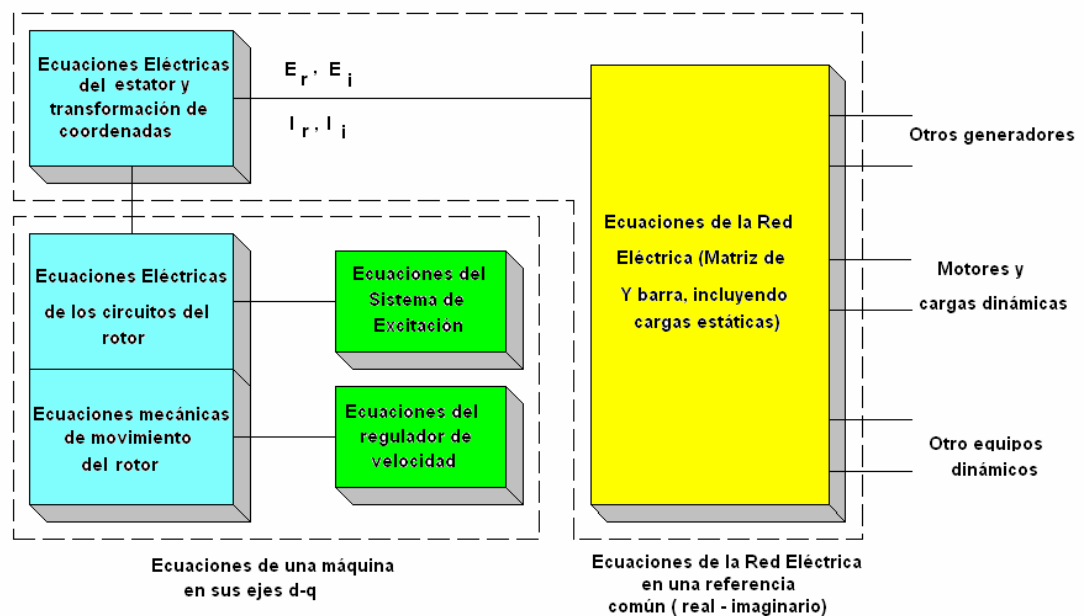


Figura 3.2 Interfase Máquina-Sistema Eléctrico de Potencia

3.1.2 Sistema de Excitación.

La función básica de un sistema de excitación es proveer tensión continua para el devanado de excitación de la máquina síncrona. Asimismo, desempeña funciones de control y protección esenciales para la satisfactoria performance del sistema de potencia mediante el control de la tensión de campo y desde luego la corriente de campo.

La función del control se realiza controlando la tensión y el flujo de potencia reactiva y el mejoramiento de la estabilidad del sistema.

La función de protección consiste en asegurar que las capacidades límites de la máquina síncrona y excitación no sean excedidos.

En la Figura 3.3 se muestra esquemáticamente el diagrama de bloques general de los Sistemas de Excitación.

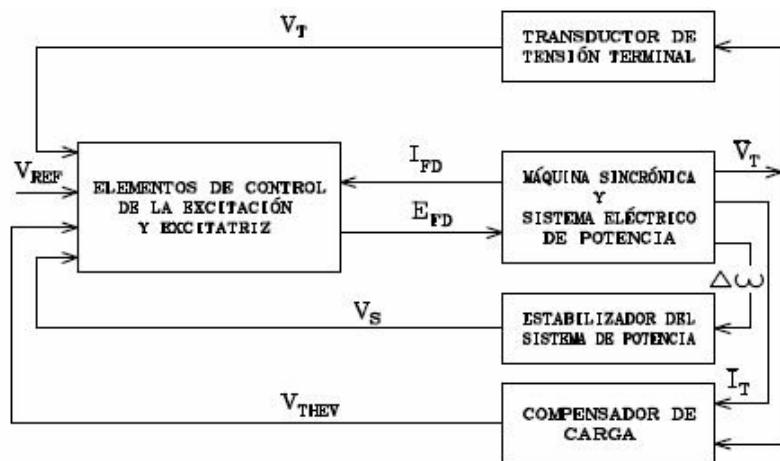


Figura 3.3 Diagrama de Bloques General para los Sistemas de Excitación [21]

En 1968, IEEE empezó la estandarización de los modelos de sistemas de excitación, que fue mejorada en 1981 para incorporar los avances en el equipamiento y las mejores prácticas alcanzadas hasta aquella época. En 1992 se efectuó una actualización y afinamiento de los modelos [19].

Los sistemas de excitación se clasifican según su tecnología empleada en su diseño, describiéndose:

- Sistema de Excitación tipo DC; corresponde a la tecnología de los años 60, resultando ser muy lentos ante los estímulos transitorios que suceden normalmente en un sistema de potencia. Otra desventaja es su mantenimiento por poseer máquinas rotativas para su mecanismo de control.

- Sistema de Excitación tipo AC; comparado con los de tipo DC poseen una mejor respuesta siendo más rápidos, permitiendo un mejor control de la tensión. Se debe preocupar al igual que los de tipo DC en las tareas de mantenimiento de sus componentes rotativos que lo conforman.
- Sistema de Excitación tipo Estático ST; utilizan tecnología en estado sólido lo que lo hacen muy veloces inclusive ante variaciones bruscas permitiendo al sistema recuperarse con mayor rapidez, y poder alcanzar el mismo u otro punto de operación en condiciones estables. Se minimiza considerablemente el mantenimiento para este tipo de excitatrices por poseer elementos de estado sólido (Electrónica de Potencia).

Se debe mencionar que el performance de un sistema de potencia radica fundamentalmente en los sistemas de control de las unidades generadoras, en ese sentido un generador que tenga implementado un sistema de excitación DC, hará que el sistema y especialmente este generador tenga mayor vulnerabilidad ante una serie de eventos, esto debido a la lentitud de su respuesta; con esto se concluye que el comportamiento dinámico para el caso de un mismo generador depende exclusivamente de la tecnología usada para su sistema de excitación.

3.1.2.1 Sistema de Excitación Tipo DC.

Los sistemas de excitación DC utilizan como excitatriz a un generador (de conmutador) convencional de corriente continua que fueron ampliamente usados en las centrales eléctricas hasta los años 60. El generador de corriente continua puede ser de excitación independiente o autoexcitado. En la Figura 3.4, se muestra esquemáticamente el diagrama típico de un sistema de excitación DC.

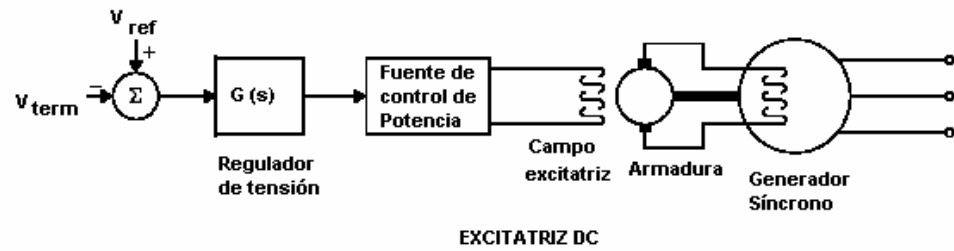


Figura 3.4 Sistema Típico de Excitación DC [49]

Según el Standard Std 421.5-1992 de la IEEE [19], se puede mencionar los siguientes modelos de Sistemas de Excitación DC:

- Modelo del Sistema de Excitación Tipo DC1A.
- Modelo del Sistema de Excitación Tipo DC2A.
- Modelo del Sistema de Excitación Tipo DC3A.

Este ítem es descrito en el Apéndice A del presente trabajo de Tesis.

3.1.2.2 Sistema de Excitación Tipo AC

Los sistemas de excitación en esta categoría utilizan máquinas AC como fuente para la excitatriz principal del generador. Utilizan alternadores de alta frecuencia (400-500 Hz) como excitatrices. La tensión de salida de los alternadores ingresa a rectificadores controlados o no-controlados para proveer la corriente continua al campo del generador. Los rectificadores pueden ser estacionarios o rotatorios. En la Figura 3.5, se muestra esquemáticamente el diagrama típico de un sistema de excitación AC.

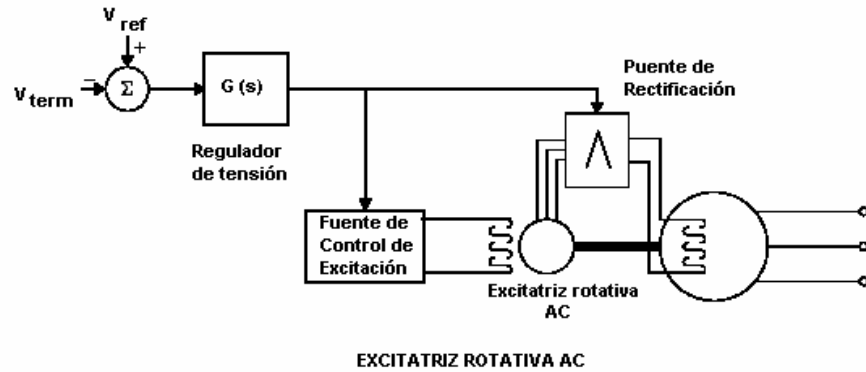


Figura 3.5 Sistema Típico de Excitación AC.

Alternador de campo controlado, alimentando a rectificadores no controlados

En la Figura 3.6 se muestra un sistema típico en el cual el excitador AC es autoexcitado, rectificando la tensión en bornes y aplicándola a su campo. La tensión alterna generada es rectificada con diodos estacionarios para alimentar el campo del generador síncrono.

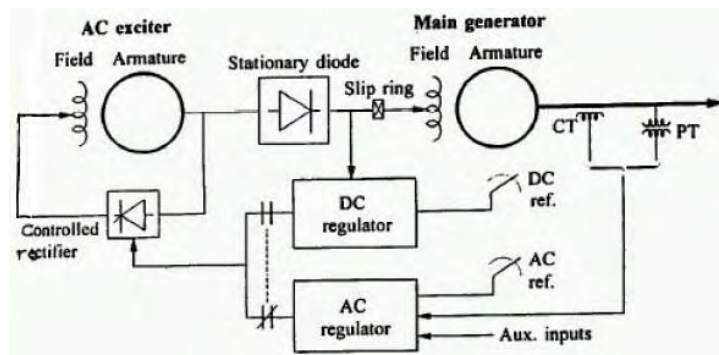


Figura 3.6 Alternador de campo controlado, alimentando a rectificadores no controlados [49].

Alternador alimentando a rectificadores controlados

En la Figura 3.7 se muestra un sistema típico de este tipo de excitación. En este sistema de excitación el regulador controla directamente la tensión de salida del excitador. El excitador AC es autoexcitado y usa un regulador estático de tensión independiente para mantener su tensión de salida.

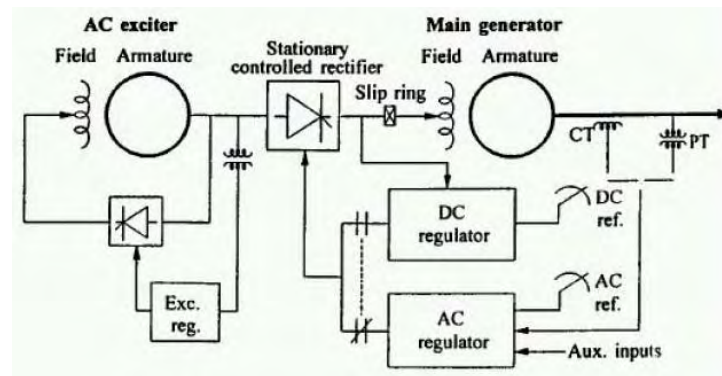


Figura 3.7 Alternador alimentando a rectificadores controlados [49].

De acuerdo al Standard Std 421.5-1992 de la IEEE [19], se mencionan los siguientes modelos de Sistemas de Excitación AC:

- Modelo del Sistema de Excitación Tipo AC1A.
- Modelo del Sistema de Excitación Tipo AC2A.
- Modelo del Sistema de Excitación Tipo AC3A.
- Modelo del Sistema de Excitación Tipo AC4A.
- Modelo del Sistema de Excitación Tipo AC5A.
- Modelo del Sistema de Excitación Tipo AC6A.

Este ítem es descrito en el Apéndice A de la presente Tesis.

3.1.2.3 Sistema de Excitación Tipo Estático ST

Este tipo de sistemas de excitación se muestra en la Figura 3.8, en el cuál se utiliza como excitatriz a un transformador y rectificadores. Si los transformadores están conectados a los terminales del generador o a la barra de servicios auxiliares, entonces se les llama “Sistemas de Excitación Estáticos Autoalimentados”. Cuando los transformadores se energizan desde una fuente independiente (la red), se les denomina “Sistemas de Excitación Estáticos con alimentación separada”. Los rectificadores pueden ser controlados o no controlados.

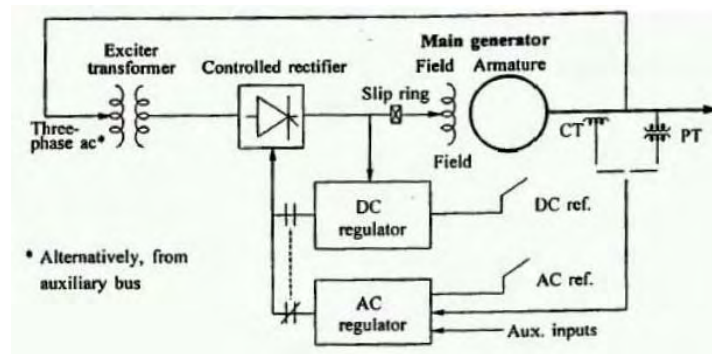


Figura 3.8 Esquema Típico de un Sistema de Excitación Estática ST [49].

De acuerdo al Standard Std 421.5-1992 de la IEEE [19], se mencionan los siguientes modelos de Sistemas de Excitación ST:

- Modelo del Sistema de Excitación Tipo ST1A.
- Modelo del Sistema de Excitación Tipo ST2A.
- Modelo del Sistema de Excitación Tipo ST3A.

Este ítem es descrito en el Apéndice A de esta Tesis.

3.1.3 Estabilizadores de Sistemas de Potencia

Los Estabilizadores de Sistemas de Potencia son usados para amortiguar las oscilaciones a través del control de la excitación. Las señales de entrada son comúnmente la velocidad, la frecuencia y la potencia. Los modelos de estabilizadores que se describen son generalmente compatibles con los modelos de excitación, dentro de un rango de frecuencia. Los estabilizadores de potencia cumplen un papel sumamente importante en el desempeño del sistema en la estabilidad permanente (perturbaciones pequeñas tales como variaciones naturales de la demanda del día, maniobras, etc.), siendo descrito más adelante.

Se mencionan los siguientes modelos de estabilizadores de potencia:

- Estabilizador de Sistema de Potencia Tipo PSS1A
- Estabilizador de Sistema de Potencia Tipo PSS2A

Estos dos modelos son mostrados en el Apéndice B de esta Tesis.

3.1.4 Reguladores de Velocidad

En los últimos años, la regulación de frecuencia ha adquirido gran interés al ser considerado un servicio auxiliar [50], su importancia radica en la estrecha relación que existe entre el control de potencia activa y la regulación de frecuencia.

La carga total del sistema está cambiando en cada instante, de manera aleatoria, debido a la variación de los requerimientos de cada uno de los consumos parciales, a la conexión y desconexión de cargas, todo esto provoca alteraciones en la cantidad de potencia demandada que afecta a la frecuencia.

Se mencionan los siguientes modelos de reguladores de velocidad más utilizados de acuerdo a la experiencia profesional:

- Modelo de gobernador de una turbina a gas, GAST2A.

- Modelo de gobernador de turbina a gas Woodward, GASTWD.
- Modelo de gobernador de una turbina hidráulica, HYGOV.
- Modelo de gobernador de velocidad tipo 3 de la IEEE, B.4 IEEEG3.
- Modelo de gobernador de velocidad modificado para incluir el control de la caldera de tipo 1 de la IEEE , B.5 TGOV5.
- Modelo de gobernador hidráulico PID Woodward, B.6 WPIDHY.

Los diagramas de bloques de estos dos modelos son mostrados en el Apéndice C de esta Tesis.

3.2 Planteo de los Métodos para el Análisis de un Sistema Eléctrico de Potencia

En numerosos estudios [36] [37] [38] [39] [40] [41] [42] y [43] donde se desea analizar el comportamiento de un sistema eléctrico tales como un estudio de factibilidad, estudio de ingeniería definitiva, estudio de ingeniería de detalle, estudio de operatividad o estudio para el planeamiento de un sistema eléctrico de potencia; se utilizan herramientas de análisis específicos con la finalidad de predecir el comportamiento del sistema eléctrico en estado estacionario y transitorio.

Para el desarrollo de esta Tesis, donde el enfoque es netamente operativo, se cree conveniente realizar simulaciones como: análisis de flujo de potencia, análisis de contingencias, análisis de energizaciones y análisis de cortocircuito para evaluar el comportamiento estacionario del sistema.

La implementación de esta metodología de análisis y diagnóstico abarcará además, el análisis de la estabilidad transitoria y el análisis de la estabilidad permanente con la finalidad de estudiar el comportamiento transitorio del sistema.

Acompañado a los tipos de análisis mencionados anteriormente, se efectuará adicionalmente el análisis de la respuesta en frecuencia para diferentes topologías que adopte la red.

Antes de implementar la metodología de análisis y diagnóstico que se detalla en el Capítulo 4, se procede a definir cada uno de los diferentes métodos de análisis que la compone.

3.2.1 Flujo de Potencia

En todo estudio de cualquier sistema eléctrico de potencia es indispensable en el momento de iniciar algún análisis calcular el “flujo de potencia”; con lo que permitirá observar el estado del sistema a través de las variables eléctricas que pueden ser: tensiones en barras, transferencias de potencia activa y reactiva en líneas de transmisión y transformadores de potencia, el factor de potencia y el despacho de las centrales eléctricas en un determinado punto de operación. Permitiendo con esta herramienta encontrar la problemática de la operación en estado estacionario de un sistema eléctrico de potencia. El análisis de flujo de potencia es una excelente herramienta para el planeamiento del sistema [1] [14].

La formulación para obtener resultados de flujo de potencia, consiste en resolver un conjunto de sistemas de ecuaciones no lineales que poseen la forma general $F(X,U)=0$; donde “X” viene a ser las variables del problema y “U” las variables de control.

Se puede mencionar algunos de los métodos representativos para la Solución del Problema de Flujo de Potencia [2]:

- Método de Gauss Seidel.
- Método de Newton Raphson.

Las soluciones computacionales de los problemas de flujo de potencia emplean un proceso iterativo que consiste en asignar valores estimados a los voltajes de

barras desconocidos y con un determinado algoritmo, calcular los nuevos valores, según las potencias activa y reactiva especificadas. De esta manera cada cálculo de un nuevo conjunto de voltajes se le llama “Iteración”, este proceso iterativo se repite hasta que los cambios en cada barra sean menores a un valor mínimo especificado.

Método de Gauss Seidel

El método de Gauss Seidel resuelve las ecuaciones de flujo de potencia en coordenadas rectangulares hasta que las diferencias en los voltajes de barra de una iteración a otra sean suficientemente pequeñas. Este método se basa en las ecuaciones de admitancia de barra y consiste básicamente en empezar a realizar la primera iteración de la ecuación de flujo de potencia con las variables de estado conocidas (estimaciones iniciales), para luego de manera recursiva reemplazar las últimas variables de estado obtenidas a la ecuación de flujo de potencia. Con el incremento del número de iteraciones, las variables de estado se irán acercando con un cierto grado de error a los valores reales hasta que dicho grado de error sea tan pequeño como se defina para dar lugar a la última iteración [2] [4].

Este proceso iterativo del método Gauss Seidel se muestra en el diagrama de flujo de la Figura 3.9, donde se ve de manera muy sencilla el algoritmo que permite la solución del problema no lineal característico del flujo de potencia de un sistema que se compone de generadores, transformadores, líneas de transmisión, equipos de compensación reactiva y cargas.

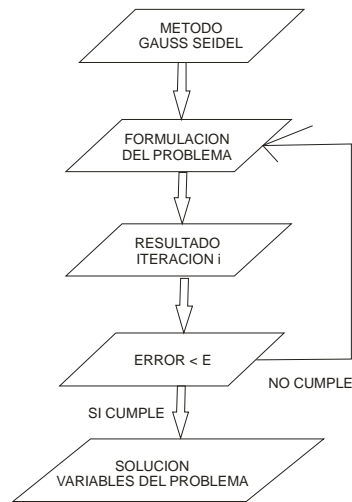


Figura 3.9 Diagrama de Flujo del Método Iterativo Gauss Seidel.

Método de Newton Raphson

Para resolver el problema de flujo de potencia, se pueden usar las admitancias propias y mutuas que componen la matriz de admitancias de barra (Y_{barra}).

La matriz de admitancia refleja como está constituido un sistema eléctrico de potencia, es decir describe en detalle su topología conteniendo información valiosa que refleja su comportamiento eléctrico. La matriz de admitancia se describe con la ecuación (3.17).

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij} = |Y_{ij}| \cos \theta_{ij} + j |Y_{ij}| \sin \theta_{ij} = G_{ij} + B_{ij} \quad (3.17)$$

El voltaje en una barra típica “i” de un sistema eléctrico esta dado en coordenadas polares por la ecuación (3.18)

$$\dot{V}_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i| (\cos \delta_i + j \sin \delta_i) \quad (3.18)$$

La corriente total que se inyecta en la red a través de la barra “i” en términos de los elementos Y_{in} de Y_{barra} , está dada por la sumatoria expresada en la ecuación (3.19)

$$I_i = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + \dots + Y_{iN}V_N = \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n \quad (3.19)$$

Se define P_i y Q_i como potencia activa y reactiva totales que entran a la red a través de la barra “i”. Entonces, el complejo conjugado de la potencia que se inyecta a la barra “i” esta definida por la ecuación (3.20)

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n \quad (3.20)$$

Al desarrollar esta ecuación y al expandirla en términos de su parte real e imaginaria, se obtienen las ecuaciones (3.21) y (3.22):

$$P_i = \sum_{n=1}^N |V_i V_n Y_{in}| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (3.21)$$

$$Q_i = -\sum_{n=1}^N |V_i V_n Y_{in}| \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (3.22)$$

La base para resolver el problema no lineal de flujo de potencia mediante el método de Newton-Raphson viene a ser la expansión de la serie de Taylor para una función de dos o más variables, los voltajes de barra y las admitancias de línea se pueden representar de forma polar. Cuando en las ecuaciones (3.21) y (3.22), “n” se hace igual a “i” y luego los términos correspondientes se separan de las sumatorias, se obtienen las ecuaciones (3.23) y (3.24):

$$P_i = |V_i|^2 G_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_n Y_{in}| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (3.23)$$

$$Q_i = -|V_i|^2 B_{ii} - \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_n Y_{in}| \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (3.24)$$

Donde la ecuación de flujo de potencia queda representada de la forma matricial por la ecuación (3.25):

$$\begin{array}{c}
 \left[\begin{array}{ccc|ccc}
 \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_4} & |V_2| \frac{\partial P_2}{\partial |V_2|} & \dots & |V_4| \frac{\partial P_2}{\partial |V_4|} \\
 \vdots & J_{11} & \vdots & \vdots & J_{12} & \vdots \\
 \frac{\partial P_4}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_4}{\partial \delta_4} & |V_2| \frac{\partial P_4}{\partial |V_2|} & \dots & |V_4| \frac{\partial P_4}{\partial |V_4|} \\
 \hline
 \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_4} & |V_2| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} & \dots & |V_4| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_4|} \\
 \vdots & J_{21} & \vdots & \vdots & J_{22} & \vdots \\
 \frac{\partial Q_4}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_4}{\partial \delta_4} & |V_2| \frac{\partial Q_4}{\partial |V_2|} & \dots & |V_4| \frac{\partial Q_4}{\partial |V_4|}
 \end{array} \right] \begin{bmatrix} \Delta \delta_2 \\ \vdots \\ \Delta \delta_4 \\ \hline \frac{\Delta |V_2|}{|V_2|} \\ \vdots \\ \frac{\Delta |V_4|}{|V_4|} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_4 \\ \hline \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_4 \end{bmatrix} \quad (3.25)
 \end{array}$$

Jacobiana
Correcciones
Errores

Donde:

$$\Delta P_i = P_{i,real} - P_{i,calc}$$

$$\Delta Q_i = Q_{i,real} - Q_{i,calc}$$

Son los errores de potencia para una barra típica de carga “i”.

El procedimiento iterativo para encontrar la solución de la ecuación matricial (3.25), es como se menciona a continuación [2]:

- Estimar los valores $\delta_i^{(0)}$ y $|V_i|^{(0)}$ para las variables de estado.
- Usar los estimados para calcular: $P_{i,calc}^{(0)}$ y $Q_{i,calc}^{(0)}$, los errores $\Delta P_i^{(0)}$ y $\Delta Q_i^{(0)}$ y los elementos de las derivadas parciales de la Jacobiana “J”.
- Resolver la ecuación matricial (3.25) para determinar las correcciones iniciales $\Delta \delta_i^{(0)}$ y $\Delta |V_i|^{(0)}$.
- Sumar las correcciones encontradas a los estimados iniciales para obtener:

$$\delta_i^{(1)} = \delta_i^{(0)} + \Delta \delta_i^{(0)}$$

$$|V_i|^{(1)} = |V_i|^{(0)} + \Delta |V_i|^{(0)}$$

- Usar los nuevos valores $\delta_i^{(1)}$ y $|V_i|^{(1)}$ como los valores iniciales para la iteración 2 y continuar el proceso.

El método de Newton Raphson es el más usado por numerosos programas para el análisis de flujo potencia en sistemas eléctricos, ya que su formulación hace que sea muy confiable y rápido al momento de obtener los resultados de las variables eléctricas del sistema; lo cual es de gran ayuda para analizar el problema en el planeamiento de un gran sistema interconectado [2] [4] [14].

3.2.2 Análisis de Contingencias

Utilizando el Flujo de Potencia, se puede analizar condiciones en estado de contingencia; tal como la pérdida de un generador, una línea de transmisión, un transformador o una carga. Estos estudios alertarán al profesional a identificar qué condiciones podrían causar sobrecargas en los equipos o detectar niveles de tensiones no permitidas en la operación. Los análisis de contingencias pueden ser enfocados generalmente desde el punto de vista en estado estacionario mediante el flujo de potencia, que a través de esto se puede conocer las condiciones de estado post-transitorio que el sistema adquiere después de la salida del elemento [1] [34].

Las simulaciones de contingencias son una secuencia de casos de flujos de carga, a partir del escenario de operación normal previamente definido y en los que no se incluye el/los componentes/s cuya/s falla/s respectiva se simula [3]. En la Figura 3.10 se puede mostrar de manera muy simple un caso de contingencia, que consiste en la salida de una de sus líneas, donde se busca identificar qué elementos se congestionan o sufren sobrecarga provocado por esta contingencia.

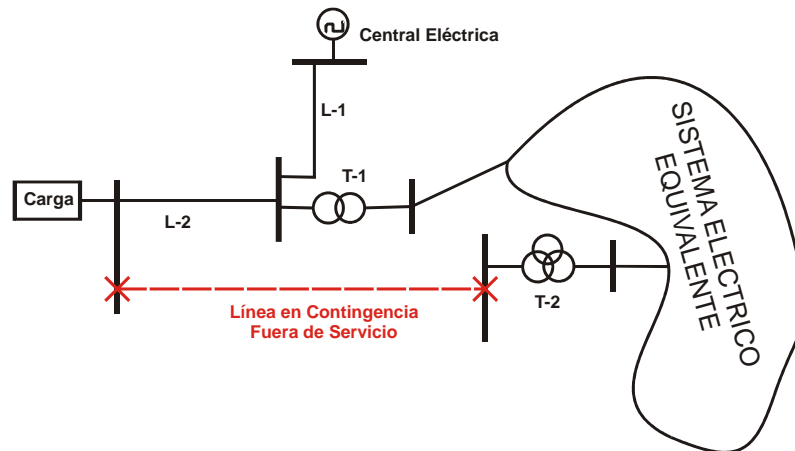


Figura 3.10 Diagrama Unifilar de un Sistema en Contingencia.

Criterio n-1

Un sistema de suministro de energía eléctrica cumple con las exigencias del criterio de seguridad (n-1) cuando se soporta la falla de **un** componente de la red o de **un** bloque generador aplicada al estado de operación actual de manera de no provocar situaciones indeseables en el sistema, es decir no provocar violaciones de valores límites de operación de los restantes componentes y no generar ninguna situación que pueda extender la perturbación [3].

El grado de mallado de la red considerada es importante para lograr una adecuada implementación del criterio (n-1). Cuanto mayor sea el grado de mallado de la red, menor será el peligro que se presenten sobrecargas o violaciones de tensiones ante la contingencia de un componente de la red. Esto se fundamenta en que la potencia que circula por el componente que falla se reparte sobre los componentes vecinos. Cuantos más componentes conectados a los nodos extremos del componente fallado existan, más pequeña será la repartición parcial de la potencia que transmitía la línea fallada. Un mayor grado de mallado significa la existencia de una alta redundancia de componentes en el sistema, es decir se dispone de una suficiente reserva para el mantenimiento de componentes no fallados o para el reemplazo de componentes fallados como por ejemplo, líneas, transformadores y generadores. De esta manera es posible soportar durante un mayor periodo la no operación de estos elementos, debido a

causas planificadas o a perturbaciones estocásticas⁴, sin provocar cortes en el suministro de energía. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que el comportamiento dinámico del sistema puede ocasionar también la interrupción del suministro o que como consecuencia de tal comportamiento se pueda alcanzar un nuevo estado estacionario que sea inaceptable [3].

De esta manera es conveniente diferenciar entre: Criterio (n-1) estacionario y Criterio (n-1) dinámico.

Criterio (n-1) estacionario, en el cual luego de una contingencia se debe cumplir solamente las limitaciones de los componentes para el estado estacionario. Este es el criterio conservativo normalmente empleado en las redes no extensas y malladas.

Criterio (n-1) dinámico, en el cual luego de una contingencia, además de las limitaciones de los componentes, se observan magnitudes como la frecuencia de la red y la estabilidad de los generadores durante el periodo transitorio luego de una falla. La utilización de este criterio es recomendable en redes extensas y poco malladas. Cuando los efectos dinámicos provocados por determinadas fallas son significativos, podría existir el peligro de no alcanzar ningún estado de operación estacionario luego de la falla, ya que el sistema podría colapsar ya en el periodo transitorio.

3.2.3 Energización y Sincronización en estado estacionario

El análisis de energizaciones permite estimar la mejor manera de interconectar sistemas eléctricos (secuencias de maniobras), para lo cual primero se busca energizar la línea de interconexión, encontrar el sincronismo de ambos sistemas (en caso de dos sistemas con generación independiente) e iniciar la transferencia de potencia.

Muchos casos de energizaciones son analizados desde el punto de vista estacionario usando como herramienta el flujo de potencia.

⁴ Se denomina estocástico a aquel sistema que funciona, sobre todo, por el azar. Las leyes de causa-efecto están en función de probabilidades.

El criterio fundamental para realizar una energización es primero cerrar el interruptor del extremo de aquella barra cuya potencia de cortocircuito sea el mayor (mayor fortaleza) dejando en vacío el otro extremo de la línea. Bajo este criterio se logra que el efecto de la inyección de reactivos al sistema sea minimizado por haberse llevado a cabo en un sistema fuerte. Este procedimiento puede ser simulado mediante el flujo de potencia, donde las variables de interés se centran en el efecto causado por la potencia reactiva que es inyectada al sistema, traduciéndose en el grado de subexcitación de los generadores y el incremento de la tensión en los alrededores y en el extremo de la línea. Un esquema simple donde se muestra la energización de una línea de transmisión, puede ser apreciado en la Figura 3.11.

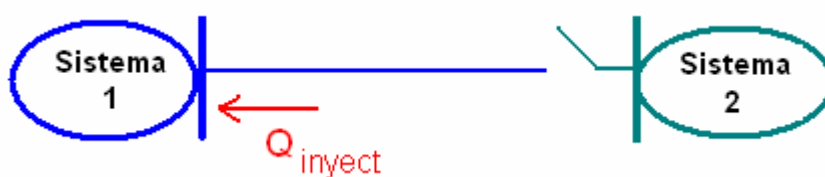


Figura 3.11 Esquema de Energización

Con facilidad se observa que cuando el interruptor del “sistema 1” está cerrado, estando la línea en vacío, una potencia reactiva “ Q_{inyect} ” es inyectada al sistema 1.

Los parámetros importantes para poder efectuar el sincronismo entre dos sistemas operativos, son los siguientes:

1. Secuencia de fases.
2. La magnitud de la tensión.
3. La frecuencia de los sistemas a interconectarse.
4. La diferencia angular entre los sistemas.

La sincronización entre sistemas puede ser realizada de manera manual o automática a través de la operación de relés de sincronismo, que tienen la función de sensar los parámetros mencionados hasta que se cumplan las

condiciones para efectuar el sincronismo y enviar la señal para el cierre del interruptor.

La verificación en la secuencia de fases consiste en que el sistema 1 y el sistema 2 deben estar conectados de tal forma que las fases “R”, “S” y “T” de ambos sistemas sean las mismas. Si el interruptor cerrase y no se cumpliera esta condición, provocaría una falla bifásica ó trifásica a frecuencia industrial. Para evitar este problema se debe realizar en las instalaciones la correcta conexión de secuencia de fase de los equipos usando un secuencímetro. Con esta medida ya no es necesario verificar esta condición durante la operación; por lo tanto ya no constituye una variable de control [26].

Por otro lado, la verificación en la magnitud de tensión, consiste en lograr la igualdad o cierta similitud entre las tensiones del sistema 1 y del sistema 2 en el lado del interruptor donde se llevará a cabo la maniobra de cierre (dicha diferencia depende del nivel de tensión). En caso de que dicha diferencia de tensión sea superior al límite permisible, provocaría la presencia súbita de un pico de potencia reactiva que fluiría transitoriamente por el interruptor que cerró para realizar la sincronización que podría provocar una sobretensión temporal al aislamiento de los equipos cercanos a la maniobra. También podría activar alguna frecuencia resonante en los sistemas. Por lo general, un pequeño porcentaje de diferencia de tensión es probable que no ocasione problemas al sistema. En el Perú, en el nivel de 138 kV se ha determinado como diferencia máxima de tensión 10 kV; mientras que en el nivel de 220 kV se encuentra entre 5 kV – 20 kV [26].

La verificación de la frecuencia, consiste en que dos sistemas con la misma frecuencia nominal de operación antes del cierre del interruptor, puedan lograr que la frecuencia del Sistema 1 y del Sistema 2 sean iguales o muy próximas. En caso de que la variación de la frecuencia sea superior al límite tolerable de ambos sistemas, se produciría una gran corriente circulante generando un súbito pico de potencia activa que fluiría por el interruptor que realice el sincronismo; además podría ser la causa de la activación de un modo de oscilación

electromecánico inestable. La máxima variación de la frecuencia para que la sincronización sea exitosa, debe ser encontrada con la simulación de la estabilidad transitoria, con lo que no se recomienda usar valores típicos, ya que cada sistema posee diferentes características en su respuesta. En el sistema eléctrico peruano, los reles de sincronismo están ajustados con una variación de $\pm 0,1$ Hz y $\pm 0,15$ Hz, antes del cierre del interruptor [26].

La verificación de la diferencia angular de fases, consiste en lograr que el ángulo de las tensiones en los polos del interruptor para ambos sistemas sean iguales o muy próximos. En caso no se cumpliera esta condición, provocaría la súbita existencia de un pico de potencia activa transitoria que fluiría desde el sistema con mayor ángulo hacia el otro. Igual que en el caso anterior, no debe usarse valores típicos ya que cada zona presenta características diferentes. Para obtener dicha variación se debe realizar simulaciones de estabilidad transitoria. El efecto de un mayor ángulo afecta principalmente la estabilidad transitoria del sistema y provoca un cambio súbito de los flujos de potencia activa en las líneas [26].

Con la descripción realizada, el análisis de energización se traduce en simular la línea que será energizada, conectada a aquella barra de mayor fortaleza dejándolo en vacío para luego ir gradualmente conectando los equipos del lado extremo (para el caso de un sistema Generación – Carga). Si fuera el caso el de integrar sistemas independientes con generación propia, luego de efectuar la energización se debe buscar la sincronización con el cumpliendo de sus condiciones. Este análisis se puede hacer en el estado estacionario mediante el flujo de potencia, que es la herramienta usada en esta Tesis.

3.2.4 Corto Circuito

El cortocircuito se produce cuando alguna parte “viva” (energizada) se pone en contacto con tierra o con los mismos conductores que componen la red.

Los estudios de cortocircuito son realizados para determinar la magnitud de las corrientes que fluyen a través del sistema de potencia a varios intervalos de tiempo después de ocurrida la falla [1].

La magnitud de la corriente durante un cortocircuito en algún punto del sistema está limitada por la impedancia del circuito y equipos desde la fuente o fuentes al punto de falla [5]

Este cálculo nos permite encontrar los niveles de corrientes de cortocircuitos en determinadas zonas de una red eléctrica, lo cual es de mucha ayuda ya que **refleja la fortaleza del sistema y es de suma importancia para poder realizar la coordinación de la protección** (problema que escapa los alcances de la presente Tesis).

El análisis de cortocircuito es realizado para varios tipos de fallas, donde se menciona los más representativos:

- Fallas Trifásicas.
- Fallas Monofásicas.
- Fallas Bifásicas a Tierra.

En la presente Tesis se utilizarán: las fallas trifásicas y monofásicas a tierra, por ser el primero el que provoca el mayor daño en un sistema de potencia y el segundo por ser la de mayor probabilidad que ocurra este tipo de falla.

El fundamento teórico usado para el desarrollo del análisis de cortocircuito se basa en la Teoría de Componentes Simétricas, una poderosa herramienta que permite analizar fallas simétricas y asimétricas [2] [3] [4] [6]. La Teoría de Componentes Simétricas para el cálculo de cortocircuito, como se muestra en la Figura 3.12, está asociado con los vectores de cada una de las redes de secuencia (positiva, negativa y cero) existente en todo sistema de potencia, y que para fallas simétricas no entran en el cálculo las redes de secuencia negativa y cero. La suma de estas componentes resulta igual a los vectores por fase.

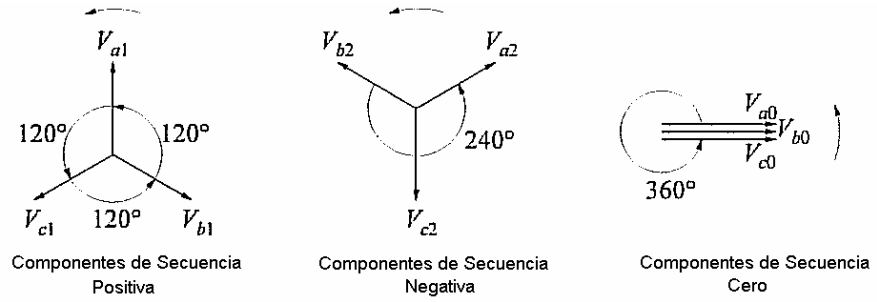


Figura 3.12 Componentes Simétricas

Al desarrollar la Teoría de Componentes Simétricas se logra definir diferentes conexiones entre las redes de secuencia, dependiendo del tipo de falla, tal como se muestra esquemáticamente en la Figura 3.13.

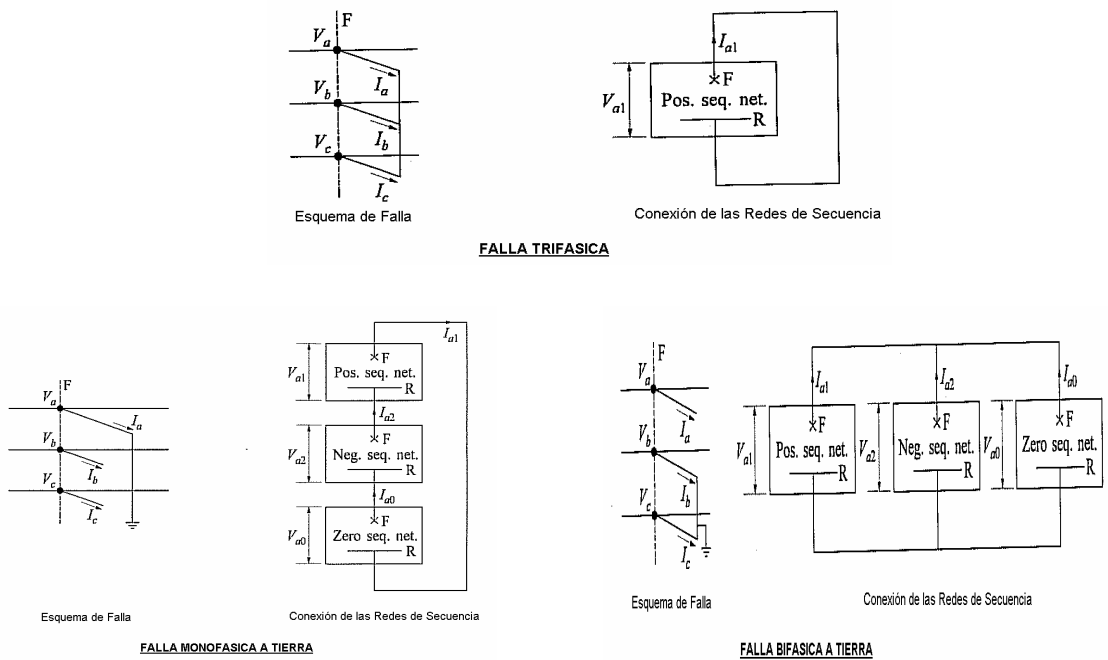


Figura 3.13 Conexiones entre Redes de Secuencia [6].

Mediante las ecuaciones (3.26) y (3.27), se pueden encontrar los niveles de tensión y corriente de corto circuito reales por fase producido por algún tipo de falla; donde la constante “a” se define como $1 \angle 120^\circ$.

$$\begin{pmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{pmatrix} \quad (3.26)$$

$$\begin{pmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{pmatrix} \quad (3.27)$$

Existen Normas que establecen consideraciones para efectuar el cálculo de cortocircuito, estando entre las más representativas:

- El Standard International IEC 60909 [22].
- El Standard American ANSI/IEEE C37 [46].

Método IEC 60909/VDE 0102 Standard (Equivalent Voltage Source)

El Standard Internacional IEC 60909 se aplica para el cálculo de las corrientes de cortocircuito en las 3 fases de un sistema a.c. operando a la frecuencia nominal de 50 o 60 Hz; efectuándose el cálculo para fallas balanceadas (trifásicas) y desbalanceadas, para ambos casos son calculadas las corrientes de cortocircuito máximos y mínimos. La corriente de cortocircuito es considerada como la suma de una componente simétrica y una componente aperiódica (d.c) decreciente, tal como es mostrado en la Figura 3.14. El Standard además distingue entre los cortocircuitos alejados de la fuente de generación y cerca de la fuente de generación [16] y [22].

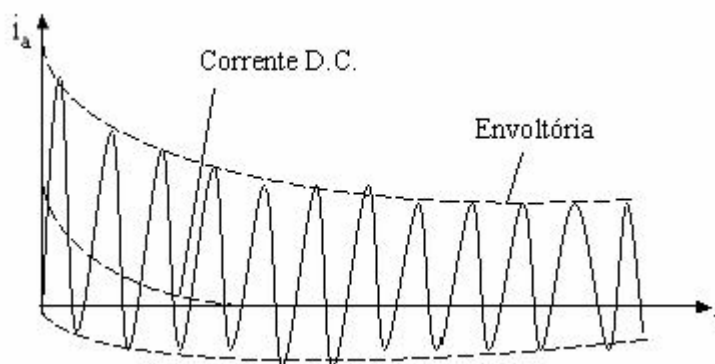


Figura 3.14 Componente a.c y d.c de la corriente de cortocircuito

El método usado en este Standard es la fuente de tensión equivalente Thévenin en la barra fallada, que es una simplificación del método de superposición con el objetivo de determinar un cálculo de cortocircuito sin la necesidad del cálculo de flujo de potencia [46].

El cálculo de la corriente máxima y mínima de cortocircuito es basado en las siguientes simplificaciones:

- Durante el tiempo de cortocircuito no hay cambios en el tipo de falla.
- Durante el tiempo de cortocircuito no hay cambios en la topología de la red.
- La impedancia del transformador es referido en la posición principal del tap. Esto es permitido, porque el factor de corrección de la impedancia K_T está introducida.
- La resistencia de arco no es tomada en cuenta.
- Todas las capacitancias y admitancias shunt y cargas no rotativas son despreciados, con excepción de los que intervienen en la secuencia cero.
- Las condiciones nominales son asumidas para la red, es decir $U_i = U_n$.
- Es aplicado un factor de corrección al voltaje de la barra que está en falla. Este factor es diferente para el cálculo de la corriente de cortocircuito máximo y mínimo en la red.

La corriente inicial de cortocircuito simétrico I_k'' está expresado en r.m.s de la componente a.c, U_n es a tensión nominal de la barra en falla y la potencia inicial de cortocircuito S_k'' que es determinado por la ecuación (3.28):

$$S_k'' = \sqrt{3} I_k'' U_n \quad (3.28)$$

El método de cálculo por IEC 60909 determina las corrientes de cortocircuito usando una fuente equivalente de tensión, $cU_n/\sqrt{3}$, definido como el voltaje de una fuente ideal (Voltaje Thevenin) aplicado en el lugar de la falla, y donde las máquinas síncronas y asíncronas son reemplazados por una reactancia interna. En el cálculo de la máxima corriente de cortocircuito, el factor de voltaje “c” puede ser asumido igual a $c_{max} = 1,1$ (para cualquier nivel de tensión) y 1 para la mínima [16] y [22].

La ilustración del método de fuente equivalente de tensión es mostrado en la Figura 3.15.

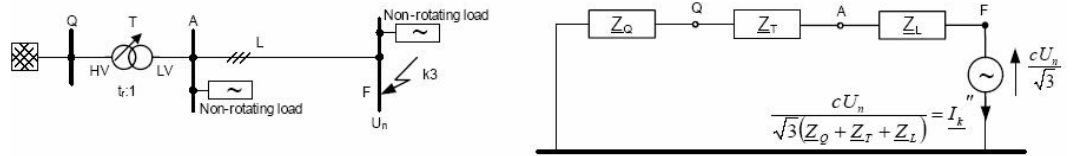


Figura 3.15 Ilustración del Método por Fuente Equivalente de Tensión.

Por ejemplo para el caso de un cortocircuito balanceado la I_k'' puede ser calculado con la ecuación (3.29)

$$I_k'' = cU_n / \sqrt{3} Z_k \quad (3.29)$$

Donde Z_k es la impedancia equivalente Thevenin en donde es producida la falla.

3.2.5 Estabilidad Transitoria

La estabilidad transitoria se define como la habilidad del sistema eléctrico de potencia para mantenerse en sincronismo cuando es sujeto a una perturbación transitoria severa tal como una falla en el sistema de transmisión, pérdida de generación o pérdida de una gran carga. El sistema responde a tales perturbaciones involucrando grandes cambios del ángulo rotórico de los generadores, flujos de potencia por los equipos, tensiones de barras, y otras variables. La estabilidad esta influenciada por la característica no lineal del sistema de potencia. La estabilidad en este caso depende tanto de las condiciones iniciales de operación del sistema y de la severidad de la perturbación. Usualmente el punto de operación en estado estacionario post-falla cambia respecto al que se tenía antes de la perturbación, en caso que la topología del sistema cambie [1] [6] [10] [23] y [24].

En un sistema se pueden presentar perturbaciones de un amplio grado de variación en severidad y probabilidad de ocurrencia, sin embargo el sistema debe ser diseñado y operado de modo que sea estable para un grupo seleccionado de contingencias. Las fallas, generalmente consideradas, para un estudio de estabilidad transitoria son: cortocircuitos monofásicos a tierra, bifásicos y trifásicos; aplicados en las barras o a lo largo de las líneas de transmisión. Estas fallas pueden ser liberadas (despejadas) mediante la apertura de los interruptores que aíslan el elemento fallado de acuerdo a un determinado esquema de protección que para el caso de protección de líneas pueden realizar maniobras de apertura y recierre.

El efecto de la estabilidad transitoria puede ser analizada mediante la ecuación del movimiento del rotor de la máquina síncrona, ecuación (3.30). Esta ecuación representa a un generador equivalente conectado a una barra infinita, como el de la Figura 3.16.

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\omega_o}{2H} (P_m - P_{\max} \sin(\delta) - D\Delta\omega r) \quad (3.30)$$

Donde:

- P_m : Potencia mecánica, en pu.
 P_{max} : Potencia eléctrica máxima, en pu.
 H : Constante de Inercia, en MW.s/MVA.
 δ : Angulo del rotor, en elec. rad.
 T : Tiempo, en s.
 D : Amortiguamiento, puede ser despreciable en algunos casos.
 ω_0 : Velocidad nominal, en rad/s.

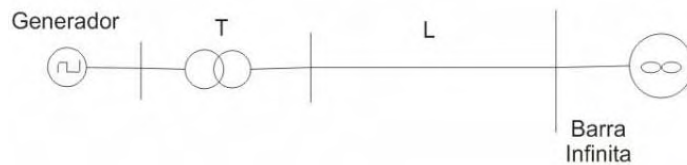


Figura 3.16 Sistema Generador - Barra Infinita.

Al desarrollar la ecuación del movimiento del ángulo del rotor en función del tiempo, permitirá observar el comportamiento del mismo ante diferentes eventos que ocurren en un sistema eléctrico de potencia; con lo cual se podrá determinar si el sistema es estable o inestable.

Antes de hacer la descripción de los tres comportamientos transitorios característicos de un sistema de potencia, se definen los conceptos del Torque Sincronizante y Amortiguante, que vienen a ser las componentes del Torque Electromecánico establecida por la ecuación linealizada (3.31) [6] y [20].

$$\Delta T_e = K_s \cdot \Delta \delta + K_D \cdot \Delta \omega \quad (3.31)$$

Torque Sincronizante, está definido por el primer término de la ecuación (3.31) ($K_s \cdot \Delta \delta$), donde es expresado en función del cambio del ángulo del rotor. La carencia o el insuficiente torque sincronizante provoca la inestabilidad que se expresa mediante una tendencia aperiódica en el ángulo del rotor.

Torque Amortiguante, se define por $K_D \Delta \omega$ y está asociado al cambio de la velocidad del rotor. La carencia del torque de amortiguamiento provoca inestabilidad oscilatoria.

En ese sentido, una manera para poder comprender el significado de la estabilidad e inestabilidad de una máquina síncrona, es mostrando los tres casos típicos de la Figura 3.17.

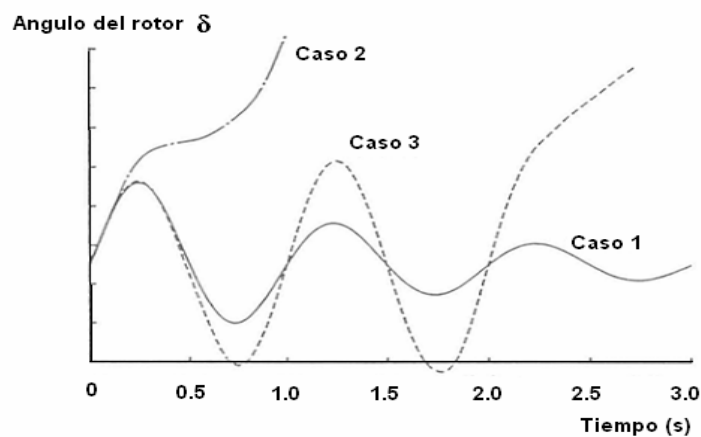


Figura 3.17 Excursiones de Angulos del Rotor.

En el caso 1, el ángulo del rotor se incrementa hasta un máximo, luego decrece y oscila con amplitud decreciente hasta alcanzar un valor de estado estacionario estable. La energía acelerante producida durante el evento ocasiona que el ángulo del rotor se incremente hasta que adopte la influencia de un torque sincronizante, que sea capaz de hacer que el comportamiento del ángulo del rotor cambie de dirección. También existe como parte de este proceso la presencia de una energía desacelerante que trata que el ángulo del rotor regrese de manera amortiguada al mismo punto de operación pre-falla o a otro que sea estable.

En el caso 2, el ángulo del rotor continúa creciendo sostenidamente hasta que se pierde el sincronismo, ocasionada por un torque sincronizante insuficiente.

Por último, en el caso 3, aún cuando es estable en la primera oscilación su comportamiento se hace inestable como consecuencia del crecimiento de las

oscilaciones debido a la falta de Torque Amortiguante. Esta forma de inestabilidad generalmente ocurre cuando la condición de estado estacionario post-falla es por si mismo un régimen permanente inestable y no necesariamente como consecuencia de la perturbación transitoria.

En los análisis de estabilidad transitoria el periodo de estudio de interés está limitado usualmente a 3 o 5 segundos después de la perturbación, aunque puede extenderse hasta 10 segundos para sistemas muy grandes con modos de oscilación interárea dominantes. Pero si producto del evento se desea observar la frecuencia del sistema, es recomendable extender la simulación a 30 o 40 segundos por ser de lenta respuesta.

Factores que influyen en la estabilidad transitoria de un generador depende de:

- El nivel de carga del generador antes de la falla, ya que define el punto de operación de la potencia mecánica y eléctrica pre-falla.
- La potencia activa del generador durante la falla, que depende de la ubicación y tipo de falla. Define la potencia acelerante de la energía que deberá ser absorbido por el sistema.
- El tiempo de apertura de la falla. Este factor es muy importante ya que fallas con mayor duración incrementan la probabilidad de inestabilidad del sistema, debido al incremento de la energía acelerante que no podrá ser asumido por el sistema.
- La f.e.m. transitoria $E'q$ que depende de la corriente de excitación (sobre o subexcitado). Para el caso sobreexcitado se alcanza el mayor $E'q$ logrando incrementar la potencia máxima de transmisión de la curva P- δ :

$$P = P_{\max} \text{Sen}(\delta) = \frac{E'qV}{X_T} \text{Sen}(\delta) \quad (3.32)$$

Donde:

V : tensión de la barra infinita, se considera constante.

X_T : reactancia total de un sistema generador – barra infinita constante.

Con esto se logra un incremento de la potencia frenante para un mismo tiempo de despeje de falla comparado para el caso con menor grado de excitación, permitiendo que el sistema pueda reponerse con una mayor rapidez ante un evento determinado. Por otro lado, para el caso de subexcitación ocurriría una disminución del Torque Sincronizante ya que existiría menor área de frenado (potencia desacelerante).

- La reactancia del sistema de transmisión post-falla, define la capacidad para el frenado de la potencia acelerante generada.
- La inercia del generador, a mayor inercia menor velocidad de cambio en el ángulo; esto reduce la energía cinética generada durante la falla.

3.2.6 Estabilidad Permanente

Es la habilidad del sistema de potencia para mantenerse en sincronismo cuando está sujeto a pequeñas perturbaciones. Tales perturbaciones ocurren continuamente por pequeñas variaciones en las cargas y generación [1] [6] [23] [20] y [47].

Una pequeña perturbación podría ser temporal o permanente. Si el sistema es estable, se puede esperar que para una perturbación temporal el sistema retorne a su estado inicial, mientras que en una perturbación permanente causaría que el sistema adopte un nuevo punto de operación después del periodo transitorio. En cada caso, el sincronismo no debería perderse [9].

En ese sentido, por tratarse de perturbaciones de pequeña envergadura, es posible linealizar las ecuaciones que representan la dinámica del sistema; para ser tratadas mediante el análisis de eigenvalores y determinar la estabilidad a pequeña señal. El proceso de linealización consiste en representar la dinámica

del sistema dentro de un rango de actuación, con la cual queda bien representada ante pequeñas perturbaciones.

Existen dos tipos de torques que caracterizan el comportamiento de un sistema a pequeñas perturbaciones: torque sincronizante y torque amortiguante; definidos de la siguiente manera:

Torque Sincronizante: está asociado al ángulo del generador y es aquel que brinda los requerimientos necesarios para mantener el sincronismo.

Torque Amortiguante: está asociado a la velocidad del generador y es aquel que posee la facultad de que el sistema pueda tener el suficiente amortiguamiento de tal forma de evitar una comportamiento oscilatorio [11].

La inestabilidad puede presentarse en dos formas:

- a. Con un incremento estacionario en el ángulo del rotor del generador debido a la carencia o al insuficiente torque sincronizante (inestabilidad monotónica). Se le denomina también aperiódica y esta asociada con aquella condición de operación en la cual se ha excedido el límite de transmisión de potencia en estado estacionario del sistema. Matemáticamente esta inestabilidad corresponde al caso en que las ecuaciones linealizadas tienen al menos una raíz real positiva.
- b. Con oscilaciones rotóricas de amplitud creciente debido al insuficiente torque de amortiguamiento o carácter negativo del mismo (inestabilidad oscilatoria), que corresponde a aquella situación en la cual surgen oscilaciones rotóricas entre máquinas o grupos de máquinas. Las oscilaciones se denominan locales (de 0,7 a 2 Hz) cuando un generador oscila con respecto al resto del sistema sin afectarlo significativamente (este problema es común en generadores alejadas de los centros de carga y

conectadas con enlaces por sistemas de transmisión de gran longitud). Las oscilaciones entre áreas (interarea: de 0,1 a 0,7 Hz) se deben a respuestas coherentes de unidades de generación de áreas distintas que oscilan entre sí.

La naturaleza de la respuesta del sistema ante pequeñas perturbaciones depende de un conjunto de factores, tal como las condiciones iniciales de operación, la fortaleza del sistema de transmisión, el tipo de control de excitación de los generadores y la adecuada sintonización de los estabilizadores de potencia [11] [47].

Por ejemplo, para un generador conectado a un gran SEP, operado con tensión de campo constante (con regulador de tensión en modo manual) la inestabilidad se presenta debido a la falta de un adecuado torque sincronizante. En la Figura 3.18 muestran dos excursiones angulares del rotor, uno en situación estable y el otro en condición inestable a causa un torque sincronizante insuficiente; acompañado de su correspondiente plano cartesiano en el cual se muestra en el eje de las abcisas el cambio del ángulo y en el eje de las ordenadas el cambio de la velocidad angular. Ambas componentes determinan la estabilidad del sistema.

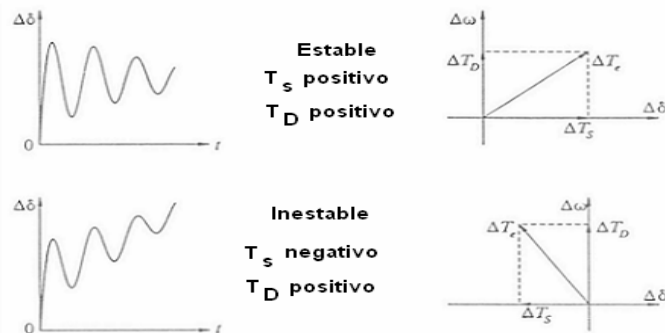


Figura 3.18 Efecto del Torque Sincronizante (TS).

Otro ejemplo puede ser un generador con regulador de tensión, donde el problema de estabilidad sería asegurar el suficiente amortiguamiento en las oscilaciones. Este efecto se aprecia en la Figura 3.19.

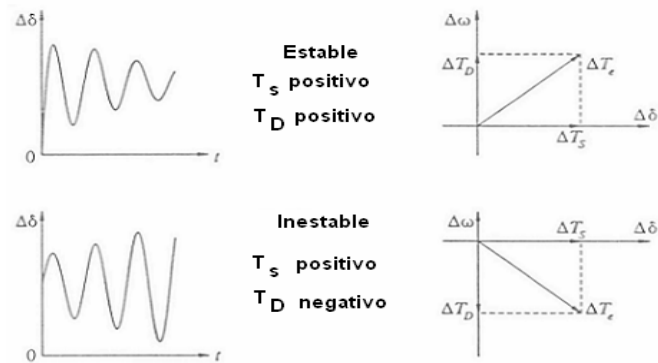


Figura 3.19 Efecto del Torque Amortiguante (TD).

En el Apéndice D se describe el método de espacio de estado para el análisis de la estabilidad permanente.

3.2.7 Respuesta en Frecuencia

La respuesta en frecuencia de un sistema eléctrico potencia consiste en encontrar la magnitud de la impedancia equivalente dependiente de la frecuencia $Z(\omega)$, compuesta por elementos pasivos tales como: resistencias, inductancias y capacitancias; a donde la impedancia equivalente en un determinado punto de la red, se le inyectan frecuencias que pueden ser desde 0,001 Hz hasta 1000 Hz, esto con la finalidad de encontrar aquellas impedancias dependientes de la frecuencia que cumplan con una de las siguientes condiciones para detectar problemas de resonancia:

- La magnitud de la impedancia equivalente en frecuencia igual a su resistencia.
- La reactancia equivalente o el ángulo de la impedancia equivalente sean iguales a cero.

Al cumplirse una de estas condiciones indicará la presencia de resonancia, mencionándose 2 tipos:

- Resonancia serie.

- Resonancia paralelo.

La resonancia serie ocurre cuando se cumple la condición (a) o (b), donde la red presenta una impedancia baja que sirve de camino para las corrientes armónicas provocando sobrecorrientes en el sistema. La topología que favorece la presencia de un circuito resonante serie es por ejemplo la conexión de un banco de condensadores en el lado secundario de un transformador de potencia y también podría ser la combinación serie del banco de capacitores y la inductancia de línea [5] [8] [25] [30] y [31].

La Figura 3.20 muestra un ejemplo de resonancia serie originada por la asociación de un transformador (inductancia de dispersión) y un banco capacitivo en el secundario. Si en la barra donde está conectado el transformador estuviese instalado un dispositivo no-lineal (un convertor estático, por ejemplo), que actúa como fuente de corriente, podría ocasionar la sintonía para una frecuencia armónica característica del dispositivo no-lineal, representada por un camino de baja impedancia visto por el primario del transformador.

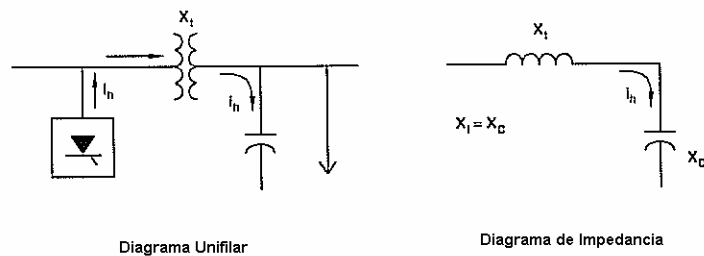


Figura 3.20 Caso Resonancia Serie.

Por otro lado, la resonancia paralela ocurre cuando se cumple la condición (a) o (b), donde la reactancia inductiva y capacitiva del sistema son iguales para algunas frecuencias. Este fenómeno ocasiona sobretensiones en la red al anularse la reactancia inductiva y capacitiva en paralelo, donde resulta un incremento de $Z(\omega)$ [5] [25] [30] [31] y [8]. La Figura 3.21 muestra de forma genérica de un sistema típico donde favorece la presencia de este fenómeno.

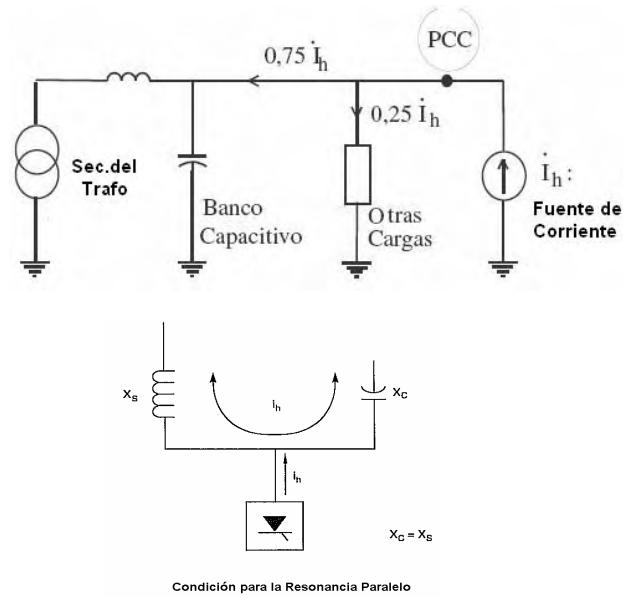


Figura 3.21 Caso Resonancia Paralela.

La frecuencia de resonancia puede ser estimada por la siguiente expresión:

$$f = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{1}{LC}} \quad (3.33)$$

Donde:

- f: La frecuencia de resonancia, en Hertz
- L: Inductancia, en Henrios.
- C: Capacitancia, en Faradios.

En la Figura 3.22 se muestra la ilustración típica de la respuesta de frecuencia del $Z(w)$ de un sistema eléctrico de potencia [7].

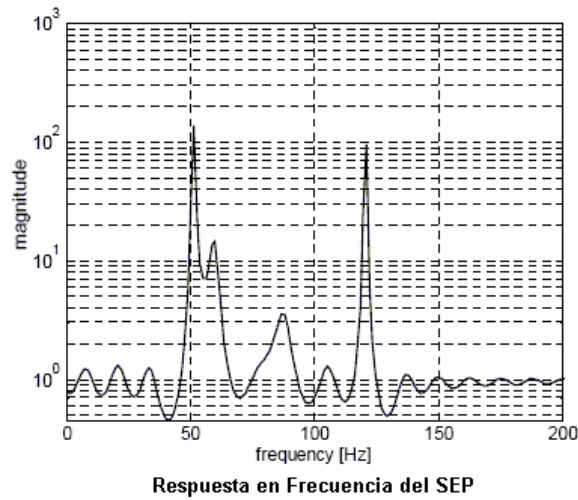


Figura 3.22 Respuesta Típica de Resonancia Serie / Paralela.

Las situaciones donde se podría presentar el fenómeno de resonancia, se mencionan a continuación [8]:

- Los circuitos de servicios auxiliares ó distribución.
- Las líneas de transmisión con compensación Shunt. El modelo usado de la línea es muy importante para efectuar el análisis en frecuencia. Este modelo debe ser dependiente de la frecuencia, que tiene un determinado comportamiento para cada armónico que transite por este enlace.
- Transformadores de potencia y capacitancia parásita del interruptor asociado.
- Energización de grandes transformadores.

Como conclusión de este capítulo se puede establecer que todo tipo de análisis posee una determinada base teórica que es posible introducirla en una gran variedad de algoritmos a través de las herramientas computacionales, con la finalidad de obtener resultados rápidamente para cada uno de los tipos de análisis previamente descritos en sistemas eléctricos de potencia que comprenden un enorme grado de complejidad para determinar la solución a la problemática observada.

Capítulo 4

DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA A IMPLEMENTAR

En este capítulo, se define la manera de implementar la metodología con la finalidad de analizar y obtener conclusiones que sirvan para formular recomendaciones y mejorar los problemas observados. La metodología de análisis que se plantea en esta Tesis será mostrado a través del análisis del “Anillo TM” para el caso de la salida del autotransformador de la SE Tingo María, siendo este caso designado con el nombre “Anillo TM Abierto” y “Anillo TM Cerrado” para cuando este equipo se encuentre en servicio. Se presentarán simulaciones para las dos (2) condiciones citadas, de los cuales se realizarán una serie comparaciones entre ambos casos para ver el efecto que traería en el sistema la ruptura del enlace por dicho autotransformador, y en base a ello mostrar una secuencia para el análisis un sistema eléctrico de potencia. El programa que fue utilizado para la obtención de resultados es el DigSilent Power Factory.

4.1 Planteo de la Metodología de Análisis y Diagnóstico.

La metodología desarrollada esta formada por un conjunto de análisis desde el punto de vista técnico/eléctrico donde se muestra la necesidad de realizar simulaciones en estado estacionario tales como: Análisis de Flujo de Potencia, Análisis de Contingencias en estado estacionario, Análisis de Energizaciones y Análisis de Corto Circuito; que serán capaces de evaluar la operatividad de un sistema eléctrico de potencia y buscar establecer un grado de confiabilidad en la operación. Por otro lado se plantea realizar simulaciones que involucren el comportamiento dinámico (estabilidad transitoria) de los elementos que

componen el sistema eléctrico; con la finalidad de analizar el efecto de fallas severas en las líneas de transmisión, acompañado del análisis de la Estabilidad Permanente que somete al sistema eléctrico a pequeñas perturbaciones. El valor agregado de esta Tesis, es realizar el análisis de la Respuesta en Frecuencia del sistema eléctrico para encontrar puntos de resonancia. En cada uno de estos tipos de análisis, se mencionan las normas internacionales, si las hubiere, que rigen para estos casos específicos.

La metodología que se plantea en esta Tesis consiste en determinar el estado operativo de un sistema eléctrico de potencia, que cuyos criterios de análisis pueden ser aplicados para evaluar rupturas de enlaces débiles, que para efecto de análisis se ha propuesto realizar la comparación del sistema de estudio “antes” y “después” de dicha ruptura, permitiendo orientar al profesional que desea iniciar a elaborar estudios relacionados al análisis de sistemas eléctricos de potencia. A continuación se establece la secuencia que se debe seguir:

- a) Modelamiento del sistema a analizar.
- b) Definir que el caso base sea cuando el sistema opere “antes” de la ruptura del enlace. Para este caso base se debe aplicar los diferentes tipos de análisis mencionados (flujo de potencia, contingencia en estado estacionario, energización en estado estacionario, cortocircuito, estabilidad transitoria, estabilidad permanente y respuesta en frecuencia).
- c) Luego hacer simulaciones para el caso cuando el sistema opere “después” de la ruptura del enlace. Para ello, se debe aplicar también los mismos tipos de análisis mencionados en el ítem b).
- d) Realizada las simulaciones para ambos casos, se debe comparar convenientemente los resultados obtenidos de cada uno de los diversos tipos de análisis que compone la metodología de esta tesis.

La finalidad del ítem d) es identificar los problemas típicos característicos que se pueden observar en cada tipo de análisis, por ejemplo posibles sobrecargas en el sistema de transmisión en condiciones normales o en contingencia, y verificar la estabilidad del sistema tal que garantice su pronta recuperación producto de fallas severas o a pequeñas perturbaciones. La Figura 4.1 resume el plan de trabajo y la metodología propuesta que fue implementada en esta Tesis.

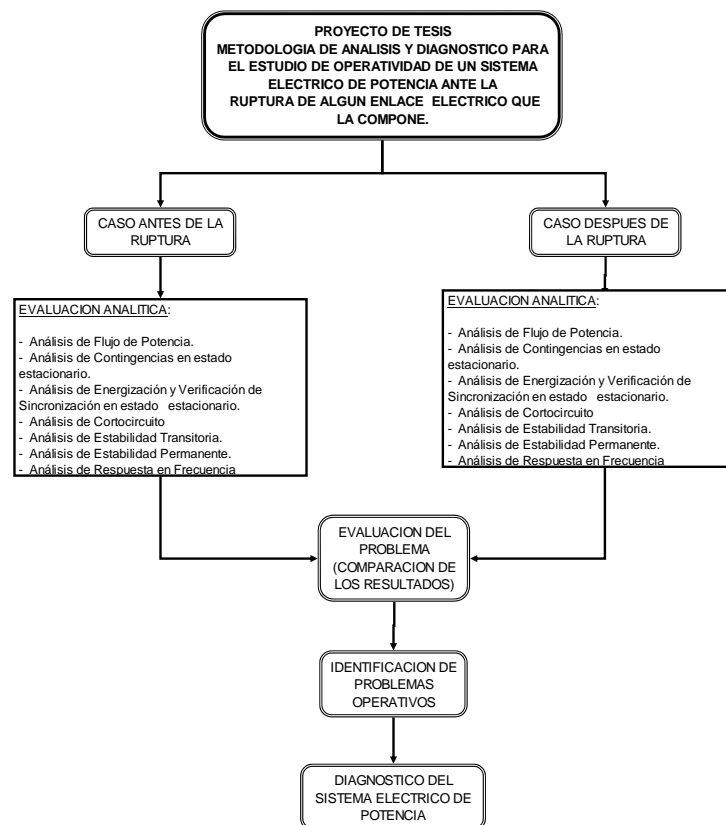


Figura 4.1 Esquema Conceptual del Presente Trabajo de Tesis

Definido los tipos de análisis que conforma esta Tesis, se plantea la realización de simulaciones para la máxima y mínima demanda en la condición hidrológica de estiaje; en esta hidrología existe déficit de recursos hidrológicos ocasionado por la ausencia de lluvias donde es obligado el despacho de centrales termoeléctricas para abastecer la demanda y en estas condiciones el sistema está propenso a ocurra déficit energético; en el sistema eléctrico peruano generalmente se da entre los meses de Mayo y Noviembre. Se debe mencionar que también es posible realizar simulaciones para la época de avenida (Diciembre – Abril), que es de característica contraria a la hidrología de estiaje,

donde existe un mayor recurso hidro – energético; lo cual muchas veces es necesario realizar simulaciones, como por ejemplo, que propicien una condición de máxima transmisión por algún sistema de transmisión asociado a una determinada central hidroeléctrica ó para el caso de observar el comportamiento de un determinado sistema para un año hidrológico (avenida y estiaje).

Se realiza en detalle la descripción de los diversos tipos de análisis que componen la metodología para el análisis y diagnóstico, motivo de la realización de la presente Tesis.

4.1.1 Análisis de Flujo de Potencia.

Para todo estudio de un sistema eléctrico a menudo se empieza por realizar como criterio básico de análisis, el flujo de potencia. Siendo este análisis una manera de observar el comportamiento de las variables eléctricas para un determinado punto de operación del sistema. Mediante el flujo de potencia se logra identificar si algún elemento de la red se encuentra operando muy cerca o fuera de sus límites nominales permitidos, donde se puede mencionar por ejemplos, la saturación excesiva de los transformadores de potencia y su sobrecarga, la sobreexcitación o la subexcitación de los generadores, sobrecarga de las líneas de transmisión, operación de los SVC's cerca de sus límites de potencia reactiva y tensiones de las barras que excedan los límites operativos.

- *Criterios de Análisis para el Flujo de Potencia.*
 - Durante la operación en estado normal de un sistema eléctrico de potencia, en especial el Sistema Peruano, se busca mantener el nivel de tensión en las barras de transmisión y en las barras de cargas entre 0,95 a 1,05 por unidad. Se debe mencionar que estos valores están sujetos a variaciones según la región de estudio en que operen [27] y [48].
 - En la operación normal no deben existir sobrecargas en la red; ya sean líneas de transmisión, transformadores, etc.

- Los compensadores estáticos y síncronos no deben operar cerca de sus límites de potencia reactiva, esto con el fin de asegurar un margen de actuación adecuado para los casos de contingencias [28].

De no cumplirse con algunos de los criterios mencionados, se recomienda efectuar las medidas necesarias para llevar el sistema a una operación adecuada.

Se resalta que todos estos requerimientos operativos pueden ser estudiados mediante simulaciones de flujo de potencia para lo cual es sumamente importante elegir los escenarios para el análisis.

Para la realización del análisis de flujo de potencia se plantea la comparación de las variables eléctricas para las dos (2) condiciones establecidas: operando el sistema sin ruptura y el sistema con ruptura del enlace que compone el sistema débilmente mallado.

Para el análisis de flujo de potencia se ha considerado conveniente observar las siguientes variables eléctricas:

- Magnitudes de las tensiones de barra en kV o en por unidad.
- Potencia Activa por las líneas de transmisión en MW.
- Potencia Reactiva por las líneas de transmisión en MVAR.
- Potencia Reactiva que suministran o absorben los SVC's y compensadores síncronos en MVAR.
- Potencia Reactiva para el estado de sobreexcitación o subexcitación de los generadores en MVAR.

Se describe a continuación el motivo y el significado de evaluar cada una de estas variables eléctricas representativas para este análisis:

- (1) Con la comparación de las magnitudes de las tensiones de barra, se busca identificar las zonas donde existen insuficiencia de potencia reactiva, donde se puede identificar las barras que son débiles, por ejemplo aquellas